ATTI PARLAMENTARI

XV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 33

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENI S.p.A.

(Esercizi 2002, 2003, 2004 e 2005)

TOMO I

Trasmessa alla Presidenza il 18 luglio 2006

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE GENERALE

TOMO I

Determinazione della Corte dei Conti n. 58/2006 del 17 luglio 2006 . . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Ente nazionale idrocarburi (E.N.I.) S.p.A., per gli esercizi dal 2002 al 2005 . . . . . » 7

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 2002:

Relazione amministrativa. . . . . » 119
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 217
Bilancio consolidato . . . . . » 221
Bilancio consuntivo . . . . . » 305

Esercizio 2003:

Relazione amministrativa. . . . . » 479
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 587
Bilancio consolidato . . . . . » 591
Bilancio consuntivo . . . . . » 685

TOMO II

Esercizio 2004:

Relazione amministrativa. . . . . » 7
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 113
Bilancio consolidato . . . . . » 117
Bilancio consuntivo . . . . . » 215

Esercizio 2005:

Relazione amministrativa. . . . . » 399
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 513
Bilancio consolidato . . . . . » 517
Bilancio consuntivo . . . . . » 617

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 58/2006

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 17 luglio 2006;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazione, del decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di E.N.I. S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta «alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'I.R.I., dell'E.N.I., dell'I.N.A. e dell'E.N.E.L., il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società»;

visti i bilanci della Società suddetta, relativi agli esercizi finanziari 2002, 2003, 2004 e 2005, nonchè le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Professor Luigi Schiavello e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per gli esercizi 2002, 2003, 2004 e 2005;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 2002, 2003, 2004 e 2005 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'E.N.I. S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

IL DIRIGENTE

f.to Antonio Di Virgilio

IL PRESIDENTE-ESTENSORE

f.to Luigi Schiavello

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'*ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (E.N.I.) S.p.A.*, PER GLI ESERCIZI 2002, 2003, 2004 E 2005

SOMMARIO

PREMESSA. - CAPITOLO I: La struttura organizzativa. – 1.1. La *corporate governance.* – 1.2. Il Consiglio di amministrazione. – 1.3. I Comitati del Consiglio di amministrazione. - *1.3.1.* Il Comitato per il controllo interno. - *1.3.2.* Il *Compensation Committee.* - *1.3.3.* L'Osservatorio petrolifero internazionale. - 1.4. Controlli interni e nuovo quadro di riferimento SOA. - 1.5. Il Collegio Sindacale. - 1.6. L'Organismo di vigilanza (D.legs n. 231/2001). - 1.7. L'*Internal Audit.* - 1.8. Il *Management Committee.* - 1.9. Altri Comitati. – CAPITOLO II: Il Personale. - 2.1 Evoluzione del personale e del costo del lavoro del Gruppo. - 2.2. Piano di incentivazione. – CAPITOLO III: Piani strategici. - 3.1. Quadro di riferimento. - 3.2. Piani strategici societari: struttura ed evoluzione. – CAPITOLO IV: Gli esiti contabili. - 4. Notazioni generali. - 4.1. Il Conto economico dell'Eni S.p.a. - *4.1.1.* Andamento dell'organico e del trattamento economico del personale dell'Eni S.p.a. - *4.1.2.* Lavoro e oneri relativi. - *4.1.3.* Proventi e oneri su partecipazioni. - *4.1.4.* Costi per la ricerca scientifica. - 4.2. La Situazione patrimoniale. – CAPITOLO V: Risultati di Gruppo. PREMESSA. - 5.1. Dati economici finanziari. - *5.1.1.* L'indebitamento finanziario netto. - 5.2. Analisi per settori. - *5.2.1.* Esplorazione & Produzione. - *5.2.2.* Gas & Power. - *5.2.3.* Raffinazione & Marketing. - *5.2.4.* Petrolchimica. - *5.2.5.* Ingegneria & costruzioni. - *5.2.6.* Altre attività. - 5.3. Stato Patrimoniale del Gruppo. - 5.4. Il conto economico del Gruppo. - 5.5. Risultati economici finanziari del 1° trimestre 2006. – CAPITOLO VI: Principali provvedimenti normativi di interesse per l'ENI. – CAPITOLO VII: Vicende e problematiche particolari. PREMESSA. - 7.1. Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. - *7.1.1.* Procedimento istruttorio sul GNL. - *7.1.2.* Procedimento istruttorio sul *jet fuel.* - *7.1.3.* Programma di Antitrust *compleance.* - 7.2. Intervento della Commissione delle Comunità Europee. - *7.2.1.* Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori europei nel settore del gas naturale. - *7.2.2.* Intervento della Commissione delle Comunità Europee e dell'Antitrust Statunitense. - 7.3. Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio. - 7.4. Eni, Gazprom e la crisi energetica. - 7.5. EniPower. - 7.6. Eni e l'ambiente. - 7.7. Progetto Fondazione. – CAPITOLO VIII: Contenziosi rilevanti. - 8.1. Ambiente. - 8.2. EniPower. - 8.3. Polimeri Europa S.p.A. - 8.4. Syndial S.p.A. (ex Enichem S.p.A.). - 8.5. Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. - *8.5.1.* Procedimento istruttorio sul gasdotto TTPC. - 8.6. Consorzio TSKJ. - Indagini della Sec e di altre Autorità. - 8.7. Interventi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. - *8.7.1.* Determinazione delle tariffe di vendita gas - Contenzioso sulle delibere AEEG n. 248/04, n. 298/05, n. 63/06 e n. 65/06. - *8.7.2.* Richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento gas. – CAPITOLO IX: Considerazioni conclusive.

PAGINA BIANCA

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce sul risultato del controllo, eseguito a norma dell'art.12 della legge 21 marzo 1958 n.259, sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. negli esercizi 2002, 2003, 2004, 2005 e sui più significativi eventi verificatisi successivamente sino alla data corrente.

Sul risultato del controllo espletato in relazione agli esercizi 2000 e 2001 la Corte aveva riferito, da ultimo, con relazione allegata alla determinazione di questa Sezione n.17/2003.[1]

[1] Cfr. Atti Parlamentari XIV Legislatura, C. D. n.151, Doc. XV.

Capitolo I
La struttura organizzativa

L'assetto organizzativo della Società è il risultato della delibera assunta nel 1997 dal Consiglio di Amministrazione che ha disposto l'incorporazione dell'Agip S.p.A., per effetto della quale l'Eni ha iniziato ad assumere la configurazione di società operativa con struttura divisionalizzata, modificando il precedente assetto di holding di partecipazione, al fine della semplificazione dell'assetto partecipativo, della riduzione dei costi e della maggiore efficienza nella gestione.

Dopo l'incorporazione dell'Agip e la costituzione della Divisione Exploration & Production (con effetto 1 gennaio 1998) l'assetto divisionale è proseguito con l'incorporazione della Snam e la conseguente costituzione della Divisione Gas & Power (con effetto 1 febbraio 2002), il processo di divisionalizzazione è stato completato con l'incorporazione dell'Agip Petroli e la conseguente costituzione della Divisione Refining & Marketing (con effetto 1 gennaio 2003).

Questo processo ha determinato una diversa configurazione anche delle attività delle Corporate e dei servizi condivisi di Gruppo, il tutto organizzato nei seguenti tre blocchi logistici:

1) unità di indirizzo di Gruppo, partecipano alla definizione degli obiettivi e alla allocazione delle risorse finanziarie e umane; verificano l'esecuzione dei programmi delle unità operative; definiscono le linee guida di riferimento per l'attuazione dei processi di competenza nelle Divisioni e nelle Società del gruppo; coordinano funzionalmente le omologhe unità di staff delle Divisioni e delle società del Gruppo;

2) unità operative organizzate per settore di mercato (exploration & production, gas & power, refining & marketing), realizzano le strategie di settore nel quadro del piano strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione, previa approvazione dei livelli decisionali competenti. La loro attività si esplica sia direttamente che per il tramite di società controllate in Italia e all'estero;

3) unità di supporto alle unità operative, organizzate in centri di servizio. Gestiscono per conto delle unità operative alcuni processi di funzionamento, la cui

unificazione è produttiva di miglioramenti dell'efficienze o di economie di scopo per il Gruppo.

I risultati cui è pervenuta l'Eni nell'ambito delle principali compagnie sono l'effetto della trasformazione in società per azioni e della privatizzazione, che è stata attuata fino a ridurre la presenza dello Stato nel capitale della società a circa il 30 per cento (diviso tra Ministero dell'Economia e delle Finanze per il 20,31% e la Cassa depositi e prestiti per il 9,99%).

E' inoltre attualmente allo studio un piano di adeguamento dell'assetto organizzativo Eni con gli obiettivi di perseguire i target di sviluppo ed efficienza indicati nel Piano 2006-2009, di aumentare il grado di integrazione tra strutture della Corporate Eni e del business su decisioni strategiche e di interesse e di rispondere alle necessità derivanti dall'evoluzione del quadro normativo di riferimento (governance, sistemi di controllo interno).

1.1 La Corporate governance

Per Corporate governance si intende l'insieme delle regole organizzative e delle procedure che le società di capitali adottano per il proprio sistema di direzione e controllo.

La Corporate governance ha assunto una sempre maggiore importanza soprattutto per le imprese che fanno appello al pubblico risparmio, nelle quali la credibilità sul mercato è influenzata anche dall'efficienza ed efficacia dell'organizzazione gestionale dell'impresa stessa.

Infatti, tali società, quotate in borsa, talvolta di notevoli dimensioni, sono caratterizzate dalla presenza di un azionariato diffuso e da una gestione affidata spesso a soggetti non coincidenti con gli azionisti.

Da qui la necessità di definire in maniera univoca i ruoli di direzione ed esecuzione delle strategie di impresa, individuare i relativi poteri e responsabilità nonché le forme di controllo e di pubblicità dell'attività svolta, con il conseguente adeguamento delle strutture interne di tali società.

Il modello di governance prescelto dall'Eni prevede, in sintesi, l'attribuzione al Consiglio di amministrazione di un ruolo centrale, con prevalenza di amministratori indipendenti e non executive particolarmente qualificati, una netta

distinzione tra le funzioni di Presidente e dell'Amministratore delegato, inoltre per assicurare l'esame più approfondito e tecnicamente valido di aspetti di rilievo sono stati istituiti, all'interno del Consiglio, tre comitati con funzioni consultive e propositive, il Comitato per il controllo interno, il *Compensation Commitee* e l'Osservatorio Petrolifero Internazionale.

Inoltre, una precisa definizione dei rapporti tra il ruolo di indirizzo del Consiglio, di gestione dell'Amministratore delegato e quello di controllo esercitato dalla società di revisione, dal Collegio sindacale e dal Comitato per il controllo interno, e la previsione di una struttura interna di *Internal Audit* con il compito di verificare il rispetto delle procedure interne, al fine di garantire l'efficacia e l'efficienza della gestione e la tutela del patrimonio aziendale, nonchè la previsione del Modello di organizzazione richiesto dal d.lgs. n.231/2001.

1.2 Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione, a cui è affidata in via esclusiva la gestione aziendale, è stato nominato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti il 27 maggio 2005 per tre esercizi, rimarrà in carica quindi fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007.

Definisce l'indirizzo strategico della società e di monitoraggio sul management, è attualmente composto da nove componenti (ma è previsto un minimo di tre fino ad un massimo di nove consiglieri).

Al Presidente il Consiglio ha conferito speciali deleghe per i rapporti internazionali di rilevanza strategica ed all'Amministratore ha delegato tutti i poteri di amministrazione ad eccezione di quelli in delegabili o a sé riservati.

Nel 2003 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media il 91% degli amministratori e il 90% degli amministratori non esecutivi indipendenti e si è riunito 19 volte (13 nel 2002), 18 volte nel 2004 e 21 volte nel corso del 2005, partecipando in media l'88% degli amministratori e l'85% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea, mentre quelli al Presidente e all'Amministratore delegato sono determinati dal Consiglio di

amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il Collegio sindacale.

La remunerazione per l'Amministratore Delegato include, oltre alla componente monetaria, gli impegni assunti dalla società a offrire in sottoscrizione azioni proprie a titolo gratuito decorsi tre anni dalla data dell'impegno e *stock option.*

Il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 19 giugno 2003 aveva stabilito che, per l'esercizio 2003, in seguito al deliberato dell'Assemblea, la parte variabile della rimunerazione annua lorda spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato, in relazione ai risultati conseguiti dalla società nel 2002, era rispettivamente di 147.500 euro per il Presidente e di 768.000 euro per l'Amministratore Delegato, da erogare nel mese di giugno 2003.

Inoltre all'Amministratore Delegato verranno assegnate, in esecuzione del Piano di *stock grant* 2003, decorsi tre anni dalla data della suindicata delibera, n.40.200 azioni Eni da nominali 1 euro cadauna, numero determinato sulla base del valore medio di 14,256 euro per azione.

Per quanto riguarda l'assegnazione di *stock option* per il 2003 nella riunione del 31.07.03 sono stati assegnati all'Amministratore Delegato 182.500 diritti di acquisto di uguale numero di azioni ordinarie Eni al prezzo unitario di 13,743 euro, per l'esercizio 2003, da esercitare con le modalità e alle condizioni del "Regolamento del Piano di *stock option* – Assegnazione 2003" e, in deroga a detto regolamento, con facoltà di esercizio delle opzioni fino alla data che il Consiglio si è riservato di indicare in successiva adunanza, anche in caso di risoluzione del rapporto di lavoro subordinato con l'Eni prima del compimento del terzo anno dall'assegnazione.

Per quanto riguarda la remunerazione variabile del Presidente e dell' Amministratore Delegato per l'esercizio 2004, il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 6 luglio 2004, stabiliva che la parte variabile della rimunerazione annua lorda spettante al Presidente in relazione ai risultati conseguiti dalla società nel 2003 è di 141.500 euro da erogare nel mese di luglio 2004; l'incentivo lordo spettante all'Amministratore Delegato in relazione ai risultati conseguiti dalla società nel 2003, è di 735.500 euro da erogare nel mese di luglio 2004 oltre all'impegno di assegnazione, in esecuzione del Piano di stock grant 2004, decorsi tre anni dalla data della delibera di n. 35.300 azioni Eni di nominali 1 euro cadauno,

numero determinato sulla base del valore medio di 14.331 euro per azione, corrispondente alla media dei prezzi di riferimento del titolo Eni rilevati sul M.T.A. nel semestre 1 settembre 2003-29 febbraio 2004.

Inoltre l'Assemblea ha deliberato l'assegnazione sia per il 2003 che per il 2004 di un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli amministratori, da corrispondere in funzione del posizionamento dell'Eni rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere per capitalizzazione in termini di rendimento totale per l'azionista nell'anno di riferimento.

Il 30 marzo 2005 il Consiglio ha verificato che Eni nel 2004 si è collocata al quarto posto.

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli azionisti ha determinato in 265.000 euro il compenso annuo spettante al Presidente e in 115.000 euro quello spettante a ciascun amministratore. Sono rimasti invariati gli importi dei compensi variabili, mentre è stato eliminato il gettone di presenza per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari.

1.3 I Comitati del Consiglio di amministrazione

1.3.1 Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, istituito nel 1994, svolge nei confronti del Consiglio di amministrazione funzioni istruttorie, propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della società, più precisamente coadiuva nella fissazione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, della sua adeguatezza ed effettivo funzionamento, e nell'accertamento dell'identificazione e gestione dei principali rischi aziendali, inoltre valuta con la società di revisione l'adeguatezza dei principi contabili utilizzati.

Riferisce al Consiglio almeno due volte l'anno.

Nell'adunanza del 7 novembre 2003 il Consiglio ha approvato il Regolamento del Comitato e ne ha specificato le funzioni, anche se attualmente è in atto lo studio di modifiche al regolamento per adeguare il ruolo del Comitato in coerenza con quanto previsto dalla delibera consiliare del 22 marzo 2005 che ha individuato nel

Collegio sindacale l'organo che svolgerà le funzioni attribuite dal SOA e dalla normativa SEC all'Audit Committee degli emittenti USA.

Il Comitato nel corso del 2003 si è riunito 11 volte, ed ha esaminato la situazione degli incarichi professionali, definendo gli incarichi aggiuntivi che possono essere conferiti alle società che revisionano il bilancio, le attività poste in essere dalla società per gli adempimenti previsti dal d.lgs 231/2001 e 61/2002 sulla responsabilità amministrativa degli enti per i reati contro la pubblica amministrazione e sui reati societari; nonché tutte quelle attività necessarie per monitorare, esaminare e valutare le risultanze dell'Eni e del Gruppo.

Nel corso del 2004 si è riunito 15 volte e tra i compiti svolti in questo esercizio vanno ricordate tutte le iniziative assunte e la verifica dei risultati delle azioni poste in essere a seguito delle informazioni riguardanti pagamenti impropri effettuati da rappresentanti di società fornitrici dell'EniPower a favore di un dirigente di quest'ultima.

Mentre nel periodo 1 gennaio 2005 al 22 marzo 2006 il Comitato si è riunito 19 volte.

Il Comitato nel giudizio sul sistema di controllo per il 2005 ha evidenziato l'assenza di anomalie tali da essere considerate indicatori di carenze del sistema di controllo interno.

1.3.2 Compensation Committee (Comitato per remunerazione)

Istituito dal Consiglio di amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione manageriale, nonché in materia di piani di incentivazione azionaria, di definizione dei criteri per la remunerazione del top management del Gruppo, nella fissazione degli elementi di valutazione dei risultati dei piani di performance e incentivazione.

Nel 2003 e nel 2004 l'organo si è riunito rispettivamente 3 volte e 5 volte, assolvendo ai compiti assegnati dal Consiglio di Amministrazione.

Nella riunione del 1 giugno 2005 il Consiglio ha approvato il nuovo Regolamento del Comitato e ne ha specificato le funzioni.

Si è riunito nel corso 2005 sette volte, con la partecipazione media del 96% dei suoi componenti.

Riferisce al Consiglio almeno due volte l'anno.

1.3.3 L'Osservatorio Petrolifero Internazionale (ex Oil & Gas Committee)

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale, ex Oil & Gas Committee, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 2002, e al quale partecipa anche l'Amministratore delegato, ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi internazionali e di approfondirne i diversi aspetti strategici della gestione.

Nel corso del 2003, del 2004 e del 2005 si è riunito 3 volte per ogni esercizio esaminando le diverse opzioni di crescita della società, analizzando lo scenario internazionale degli idrocarburi ed i comportamenti dei principali competitor in termini di politica di crescita, di portafoglio e di efficienza, per trarne considerazioni strategiche in merito alle opportunità di espansione dell' Eni a livello internazionale nel breve, medio e lungo periodo.

In particolare l'Osservatorio ha posto l'attenzione sui criteri metodologici da adottare nell'esame dei problemi relativi all'andamento del prezzo del petrolio e del gas naturale ed alla valutazione del conseguente impatto di ciascuno sulle politiche di investimento del Gruppo.

1.4 Controlli interni e nuovo quadro di riferimento SOA

La materia dei controlli interni è oggetto negli ultimi anni di attenzione da parte della legislazione dei vari paesi, la ragione di tale interesse è l'esigenza di tutela della stabilità e trasparenza delle condizioni di mercato e dell'interesse degli investitori.

Ne è un esempio la normativa attuata dagli Stati Uniti con il Sarbanes-Oxley Act (SOA) del 30 luglio 2002 emanato sulla spinta dell'ormai famoso caso Enron.

Con tale normativa sono state introdotte rilevanti modifiche ad alcuni aspetti della disciplina societaria allo scopo di conferire certezza ed affidabilità all'informativa di mercato sull'andamento delle società e di promuovere la correttezza di tutti quei soggetti che operano nei mercati finanziari.

In particolare punti qualificanti del SOA sono regole per assicurare l'indipendenza dei revisori contabili, comitati di *audit* composti da soggetti indipendenti, la certificazione del bilancio in capo agli amministratori delegati e ai

direttori finanziari, regolamentazione rigorosa delle operazione in titoli effettuate dagli *insider*, significativo aggravamento delle sanzioni civili e penali.

Tali esigenze di tutela trovano riscontro nella definizione del complesso di misure e regole destinate ad assicurare la minimizzazione dei rischi aziendali e a garantire la regolarità, sicurezza e l'efficienza delle attività ("sistema di controllo interno").

Da qui la necessità per l'Eni di verificare l'adeguatezza del proprio sistema di controllo ai nuovi obblighi previsti dal SOA, applicabili ad essa in quanto emittente estero quotato nei mercati statunitensi.

A tal fine è stato costituito, nel dicembre 2003, un Gruppo di progetto, che si avvale della collaborazione di una società specializzata, al fine di mappare i processi significativi dell'Eni spa ai fini dell'informativa finanziaria, identificare e valutare i rischi ad essi afferenti nonché definire le azioni correttive da realizzare, tuttora in corso di completamento.

In particolare, coerentemente alle disposizioni SOA, il sistema di controllo Eni è composto da controlli e procedure per il rispetto degli obblighi informativi e dal sistema di controllo interno che sovrintende la redazione di bilancio.

La Sezione 302 del SOA dispone anche il rilascio da parte dell'Amministratore delegato e del Direttore amministrativo di separate certificazioni sulla correttezza e completezza dell'informativa, non solo finanziaria, inclusa nel rapporto annuale depositato presso la SEC, nonché una analoga certificazione che le informazioni contenute riflettono correttamente la situazione patrimoniale e finanziaria e i risultati delle operazioni dell'emittente, la falsa dichiarazione è punita penalmente.

Il rapporto annuale che è redatto dalle società di diritto estero quotate sui mercati statunitensi, deve essere depositato entro sei mesi dalla data di chiusura dell'esercizio e deve contenere le informazione sugli sviluppi di business e sui trend di risultato successivi alla data di approvazione del bilancio, aggiornata all'ultimo giorno utile prima del deposito dello stesso.

Le informazioni ivi contenute sono tratte in gran parte dalla documentazione societaria quali bilancio, fact book, trimestrale, comunicati stampa.

La SEC e la normativa di riferimento attribuiscono significativa rilevanza alle dichiarazione previsionali (*forward-looking statements*) che comprendono le valutazioni del management sull'impatto economico-finanziario dei fattori di rischio industriale e normativo e quelle sui trend economico-finanziari e gestionali in atto,

le principali assunzioni alla base dell'evoluzione prevedibile della gestione, in particolare quelle di piano.

Tali dichiarazioni previsionali sono disciplinate dal *safe harbor* della SEC che tutela l'emittente da eventuali azioni legali aventi ad oggetto i *forward-looking statements*.

Infatti il *safe harbor* stabilisce che nell'ambito di un'azione legale promossa nei confronti di un emittente per fatti derivanti da una asserita informativa di bilancio fuorviante, l'emittente non è perseguibile con riguardo ai *forward-looking statement* nei limiti in cui sono chiaramente identificati come tali e sono corredati da dichiarazioni cautelative sulla circostanza che i risultati effettivi possono differire in misura rilevante rispetto a quelli previsionali ed il querelante non dimostra che essi furono approvati con la consapevolezza della falsità delle dichiarazioni.

Per quanto riguarda la descrizione dei fattori di rischio dell'impresa e dei business su cui opera, per Eni sono indicati i rischi connessi :

- alla concorrenza nei mercati dell'energia;
- all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, in particolare il rischio minerario, il rischio di fattibilità economico-tecnica dei progetti di sviluppo e il rischio di variazione del prezzo degli idrocarburi;
- al processo di stima delle riserve;
- all'instabilità politica di alcuni dei Paesi in cui opera Eni;
- alla ciclicità dell'industria petrolchimica;
- alla liberalizzazione del mercato del gas in Italia e all'evoluzione della regolamentazione del settore;
- all'insorgere di nuove passività ambientali e all'evoluzione della relativa regolamentazione;
- all'esito del contenzioso in essere;
- alla variazione del prezzo del petrolio, dei margini petroliferi, del gas naturale e dei prodotti petrolchimici;
- ai movimenti dei tassi di cambio e dei tassi di interesse;
- all'effetto climatico (stagionalità);

- all'utilizzo di stime contabili.

Nella descrizione dei rischi non sono ammesse informazioni sulle azioni attuate dal management per ridurre l'impatto negativo di un rischio (c.d. dichiarazioni mitigative).

Le norme e le metodologie di cui si è detto vengono applicate all'Eni spa e alle imprese controllate a norma dell'art.93 del d.lgs. n.58/1998, mentre sono esonerate le imprese escluse dall'area di consolidamento per irrilevanza.

A tal fine le imprese vengono distinte in rilevanti se contribuiscono, per almeno uno dei seguenti valori di bilancio: totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, utile netto, in misura superiore al 2% del totale a livello consolidato.

A tale categoria fanno parte, oltre Eni spa, le seguenti imprese:

Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd, Agip Karachaganak BV, Eni Algeria Exploration BV, Eni Algeria Ltd Sarl, Eni Algeria Production BV, Eni Angola Exploration BV, Eni Angola Production BV, Eni AOG Ltd, Eni Congo SA, Eni Denmark BV, Eni Investments Plc, Eni Iran BV, Eni Ireland BV, Eni Lasmo Plc, Eni LNS Ltd, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Eni oil Algeria Ltd, Eni Uk Limited, Eni Ventures Plc, Ieoc Exploration BV, Ieoc Production BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Stoccaggi Gas Italia, EniPower spa, EniPower Trading spa, GreenStream BV, Eni Divisione G&P- attività ex Italgas Più, Snam Rete Gas spa, Società italiana per il gas spa, Agip Deutschland GmbH, Agip Espana SA, Agipfuel spa, American Agip Co Inc, Ecofuel spa, Praoil Oleodotti Italiani spa, Raffineria di gela spa, Polimeri europa France Snc, Polimeri europa spa, Saipem Luxembourg SA, Saipem SA, Saipem spa, Snam Progetti spa, Cons. Eni per l'alta velocità –Cepav Uno, Eni Coordination Center SA, Eni Corporate – Attività ex EniData, Enifin spa, Sieco spa, Sofid spa, Syndial spa.

1.5 Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale è stato nominato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti il 27 maggio 2005 per tre esercizi e cioè fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti e svolge i compiti di cui all'art.149 del d.lgs. n.58/1998, vigilando sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate.

Inoltre la Legge sulla tutela del pubblico risparmio attribuisce a tale organo anche la vigilanza "sulla modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento redatti da società di gestione di mercati regolamentati o da associazioni di categoria cui la società, mediante informativa al pubblico, dichiara di attenersi".

Si è aggiunta una nuova impegnativa competenza, a seguito della emanazione del Sarbanes-Oxley Act (SOA), normativa che si applica all'Eni s.p.a. quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 22 marzo 2005, avvalendosi della facoltà concessa dalla SEC nella Rule 10A-3 agli emittenti esteri quotati negli USA, ha individuato nel Collegio l'organo che dal 1 giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC all'Audit Committee degli emittenti USA.

Di conseguenza, il Collegio ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense" integrando le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate in Italia e all'estero, avvalendosi anche della collaborazione dei collegi sindacali delle società controllate .

In particolare deve :

1. valutare le proposte delle società di revisione per l'affidamento dell'incarico di revisione contabile e formulare al Consiglio di Amministrazione la raccomandazione in merito alla proposta di nomina, o di revoca, della società di revisione da sottoporre all'Assemblea;
2. svolgere le attività di supervisione sull'operato della società di revisione incaricata della revisione contabile e della fornitura di servizi di consulenza, di altre revisioni o attestazioni;
3. deve formulare raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il management e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria;
4. deve approvare le procedure concernenti la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile nonchè l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili;
5. approvare le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi non-audit ammissibili, analiticamente individuati, ed esaminare l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati;
6. valutare le richieste di avvalersi della società incaricata della revisione contabile del bilancio per servizi non-audit ammissibili ed esprimere il proprio parere in merito al Consiglio di Amministrazione;
7. esaminare le comunicazioni periodiche della società di revisione relative:
   - ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare;
   - ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il management, le conseguenze dell'utilizzo di questi trattamenti alternativi e delle relative informazioni, nonché i trattamenti considerati preferibili dal revisore;

- ad ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il management;

8. esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a ogni significativo punto di debolezza nel disegno o nell'esecuzione dei controlli interni che possa inficiare la capacità di registrare, elaborare, riassumere e divulgare informazioni finanziarie e le carenze rilevanti nei controlli interni;
9. esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti nell'ambito del sistema di controllo interno.

L'Assemblea riunitasi il 27 maggio 2005 ha deliberato inoltre il compenso annuo spettante al Presidente ed a ciascun sindaco effettivo nella misura rispettivamente di 115.000 euro e di 80.000 euro.

Il Collegio nel corso del 2005 si è riunito 23 volte con la partecipazione media di circa l'82% dei suoi componenti.

1.6 L'Organismo di vigilanza (d.lgs.231/2001)

Il decreto legislativo 8 giugno 2001 n.231 ha introdotto la disciplina della responsabilità amministrativa delle società. Secondo tale disciplina le società possono essere ritenute responsabili, e conseguentemente sanzionate patrimonialmente ed anche con l'interdizione totale o parziale a svolgere l'attività, in relazione a taluni reati commessi o tentati nell'interesse o a vantaggio della società stessa dagli amministratori o dai dipendenti.

L'art.6 del d.lgs. citato prevede tuttavia che le società possono essere esonerate dalla responsabilità conseguente alla commissione dei reati indicati se l'organo dirigente ha, peraltro, adottato modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi ed affidato il compito di vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello e di curarne l'aggiornamento ad un organismo dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo.

Da qui la necessità per le aziende di dotarsi di strumenti adatti per eseguire controlli interni.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni S.p.A., nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004, ha conseguentemente approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex decreto legislativo 8 giugno 2001 n.231"[2] ed ha istituito l'Organismo di vigilanza.[3]

All'esame del sistema di controllo interno delle attività aziendali, comprensivo degli aspetti organizzativi e gestionali, attinenti le aree sensibili, è conseguente l'adozione di un modello di organizzazione, gestione e controllo idoneo alla prevenzione dei reati di cui agli artt. 24, 25 e 25 ter del d.lgs. 231/2001.

Il Modello, elaborato sulla base delle linee guida predisposte da Confindustria, si può definire come un complesso organico di principi, regole, disposizioni, schemi organizzativi e connessi compiti e responsabilità, funzionale alla realizzazione ed alla diligente gestione di un sistema di controllo e monitoraggio delle attività sensibili al fine della prevenzione sulla commissione, anche tentata, dei reati previsti dal d.lgs. 231/2001. La finalità preventiva del Modello si esplica sia nei confronti di soggetti in posizione "apicale" e di soggetti sottoposti all'altrui direzione operanti in Eni.

Il Modello è approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni. Il compito di attuare, aggiornare e adeguare il Modello è dell'Amministratore Delegato, in virtù dei poteri di amministrazione a esso conferiti. E' tuttavia riservato al Consiglio di Amministrazione il compito di aggiornare e adeguare i principi generali non derogabili del Modello.

I compiti dell'Organismo di Vigilanza sono così definiti:

(i) vigilanza sull'effettività del Modello;

(ii) disamina dell'adeguatezza del Modello, ossia della sua reale capacità nel prevenire i comportamenti illeciti;

(iii) analisi circa il mantenimento, nel tempo, dei requisiti di solidità e funzionalità del Modello e promozione del necessario aggiornamento, in senso dinamico, del Modello, nell'ipotesi in cui le analisi rendano necessario effettuare correzioni e adeguamenti.

Nello svolgimento dei compiti assegnati, l'Organismo di Vigilanza ha accesso senza limitazioni alle informazioni aziendali per le attività di indagine, analisi e

---

[2] (Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'art. 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300).

[3] Successivamente modificato nell'adunanza del 31 ottobre 2005 del Consiglio di amministrazione.

controllo. E' fatto obbligo di informazione, in capo a qualunque funzione aziendale, dipendente e/o componente degli organi sociali, a fronte di richieste da parte dell'Organismo di Vigilanza o al verificarsi di eventi o circostanze rilevanti ai fini dello svolgimento delle attività di competenza dell'Organismo di Vigilanza.

1.7 L' Internal Audit

Il responsabile *Internal Audit* (in qualità di "preposto al controllo interno" di cui all'art. 9.3 del Codice), assiste *l'Audit Committee* e svolge gli incarichi da questi affidatogli per l'espletamento delle proprie funzioni.

L'unità *Internal Audit*, che fino al 30 giugno 2005 era alle dipendenze del Presidente ed attualmente è alle dipendenze dell'Amministratore delegato, ha tra i suoi compiti di accertare la rispondenza dei dati contabili ed extra contabili e l'efficienza dei processi amministrativi e dei sistemi di controllo impiegati nonché assicurare la realizzazione ed il mantenimento del sistema di identificazione, mappatura e classificazione delle aree a rischio ai fini dell'attività di auditing e di vigilanza e di controllo definite dal "modello di organizzazione, gestione e controllo ex d.lgs. n.231/2001, tenere i rapporti con le società di revisione.

Il Comitato di controllo interno e il Collegio sindacale valutano il piano di lavoro dell'attività di auditing e le risultanze che emergono dai rapporti di revisione.

L'Organismo di vigilanza approva il programma di vigilanza e valuta le risultanze dei rapporti di controllo.

1.8 Management Committee

Con la trasformazione dell'Eni da holding di partecipazione a società operativa divisionalizzata ha assunto un ruolo sempre più rilevante il Comitato di Direzione.

Questo Comitato ha assunto la fisionomia e il ruolo di un management commitee, cioè di una tecnostruttura: si tratta di un modello organizzativo, di derivazione americana, attuato in Italia per la prima volta dall'Eni.

Il Comitato di direzione ha i seguenti compiti:

1. valutare le operazioni di più rilevante importanza per lo sviluppo del Gruppo;

2. valutare gli investimenti di maggiore rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e quelli di importo superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio della Divisione E&P in nuove aree;
3. esaminare le relazioni trimestrali e i *forecast*.

Il Comitato è composto dall'Amministratore delegato, dai Direttori generali di divisione, dal Direttore finanziario, dal Direttore del personale e organizzazione, dal Direttore strategie e relazioni internazionali, funge da segretario il Direttore amministrativo.

In particolare al Comitato sono sottoposti gli argomenti indicati dall'Amministratore Delegato, anche su proposta dei Direttori generali di divisione/Presidenti delle società proponenti/Direttori Corporate, nonché gli argomenti che l'Amministratore Delegato intende sottoporre al Consiglio. Sono tenuti a partecipare i Direttori generali di divisione, il Direttore del personale e organizzazione, il Direttore strategie e relazioni internazionali, il Direttore amministrativo, il Direttore Finanziario, il Direttore Relazioni Istituzionali e Comunicazione, il Direttore Affari Societari, l'Assistente Esecutivo dell' Amministratore Delegato nonché il Presidente della Società rilevante/Direttore Corporate responsabile degli argomenti all'ordine del giorno. Gli altri primi riporti dell'Amministratore Delegato sono invitati a partecipare in relazione agli argomenti posti all'ordine del giorno. Il Presidenti è invitato a partecipare alle riunioni.

1.9 Altri Comitati

Comitato di Coordinamento dei Responsabili Strategie di Gruppo con i seguenti compiti:

1. favorire l'integrazione del processo di pianificazione strategica e promuovere l'adozione di procedure efficienti e tempestive;
2. analizzare, nell'ambito dell'elaborazione e del controllo di attuazione del *"master plan"* strategico e del piano quadriennale delle azioni del Gruppo, gli scenari alternativi e i piani di razionalizzazione e di sviluppo strategico

esprimendo valutazioni integrate delle opportunità comuni e delle sinergie per la crescita del valore di Gruppo;

3. identificare opzioni e linee di sviluppo integrato da portare all'attenzione delle aree di business interessate;
4. esaminare e proporre l'adozione delle metodologie e dei sistemi di supporto alla pianificazione e del controllo strategico;

Il Comitato è composto dal Direttore strategie e relazioni internazionali e dai Responsabili della funzione pianificazione strategica delle Divisioni e delle principali società del Gruppo.

Comitato per l'Innovazione Tecnologica con i seguenti compiti:

1. definire in coerenza con i piano di business, gli obiettivi strategici per l'attività di innovazione tecnologica dell'Eni, individuare i criteri di selezione dei progetti e le linee di intervento, garantire il bilanciamento tra obiettivi di breve e lungo termine;
2. analizzare il piano tecnologico di Gruppo e verificarne la coerenza con gli obiettivi stabiliti;
3. selezionare i progetti innovativi con valenza strategica e curarne l'iter autorizzativo;
4. seguire l'attuazione dei progetti autorizzati al fine di verificare il permanere dei presupposti iniziali, verificarne lo stato di avanzamento e proporre azioni correttive a fronte di eventuali scostamenti;
5. promuovere lo scambio di conoscenze scientifiche e tecnologiche e lo sviluppo delle competenze.

Il Comitato è composto dal Direttore Tecnico e dai Responsabili della funzione Ricerca & Sviluppo tecnologico delle Divisioni e delle principali società del Gruppo.

Comitato Guida ICT ENI S.p.A. con i seguenti compiti:

1. assicurare unitarietà di indirizzi nella pianificazione delle soluzioni in relazione agli obiettivi strategici dei business specifici;
2. verificare la coerenza dei progetti di sviluppo in relazione agli indirizzi definiti e contribuire alla composizione del portafoglio applicativo necessario a soddisfare esigenze;
3. partecipare alla definizione del programma realizzativo in coerenza con la capacità attuativa dei centri di competenza ICT e le priorità espresse dalle Unità di Business specifiche.

Il Comitato è composto dal Direttore Personale e Organizzazione Eni e dai rappresentanti delle Divisioni e delle direzioni dell'Eni Corporate.

Capitolo II
IL PERSONALE

2.1. Evoluzione del personale e del costo del lavoro del Gruppo

Complessivamente, l'occupazione relativa alle imprese consolidate dell'Eni al 31.12.2003 era di 76.521 dipendenti con una diminuzione di 4.134 unità (-5,1%) rispetto al precedente esercizio, determinata dalla riduzione di 1.447 occupati in Italia (-3,3%) e di 2.687 locali esteri (-7,3).

Rispetto al 2002 la diminuzione del numero degli occupati (–1.447 unità) è dovuta sia alle variazioni del campo di consolidamento (-105 unità), sia al saldo fra assunzioni e risoluzioni (-1.342 unità).

Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero, pari a 34.286 (44,8% dell'occupazione di Gruppo) ha registrato una diminuzione di 2.687 unità, principalmente per il saldo negativo (-2.952 unità) fra assunzioni (Snamprogetti) e risoluzioni (Saipemin Kazakhstan) di contratti a tempo determinato solo parzialmente compensata dall'acquisizione nel settore Gas della società Mol-Gaz (+265 unità).

Il processo di miglioramento dell'efficienza in atto nel Gruppo e la ricerca di nuove competenze professionali ha portato da una parte a risoluzioni di 3.397 rapporti di lavoro, di cui 2.622 con contratto di lavoro a tempo indeterminato e 775 a tempo determinato, e, dall'altra, a 2.055 nuove assunzioni, di cui 772 a tempo determinato e 1.283 a tempo indeterminato.

Tab. 1 – Occupazione

	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2005
Exploration & Production	7.715	7.492	7.477	7.491
Gas & Power	13.317	12.982	12.843	12.324
Refining & Marketing	13.757	13.277	9.224	8.894
Petrolchimica	7.258	7.050	6.565	6.462
Ingegneria e Costruzioni	29.091	25.583	25.819	28.684
Altre attività	7.012	6.380	4.983	4.638
Corporate e società finanziarie	2.505	2.657	3.437	3.765
Assunti in Italia	43.682	42.235	41.311	40.192
Assunti all'Estero	36.973	34.286	30.186	32.066
TOTALE	**80.655**	**76.521**	**70.348**	**72.258**

L'occupazione al 31 dicembre 2005 è di 72.258 unità con un aumento di 1.910 unità, pari al 2,7%, rispetto al precedente esercizio, di cui 2.479 personale assunto all' estero e alla diminuzione di 569 unità nel personale assunto in Italia

Nel 2005 è proseguito il processo di miglioramento del mix qualitativo delle risorse umane del Gruppo, con 2.099 assunzioni, di cui 1.267 a tempo indeterminato e 727 a tempo determinato, che hanno riguardato prevalentemente personale laureato (numero 800, di cui il 64% ingegneri).

Eni considera strategiche le attività di formazione e sviluppo delle risorse umane, nel 2005 le ore totali di formazione in Italia sono state pari a 1.178.943, la formazione media per dipendente pari a 3,7 giorni,e le spese relative sono state pari a 22 milioni di euro in Italia.

Nell'esercizio sono stati risolti 2.027 rapporti di lavoro, di cui 1.438 a tempo indeterminato e 589 a tempo determinato. I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 32.066 (44,4% dell'occupazione del Gruppo) con un aumento di 2.479 unità dovuta principalmente al saldo positivo fra risoluzioni ed assunzioni a tempo determinato in Saipem e Snamprogetti nonché a quello negativo fra risoluzioni e assunzioni a tempo indeterminato nel resto del Gruppo.

La tabella che segue evidenzia l'aumento per il quadriennio considerato del costo del lavoro del personale del gruppo Eni.

Tab. 2 - Gruppo Eni Costo del lavoro

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	2005
Salari e stipendi	2.441	2.413	2.402	2.484
Oneri sociali	650	693	658	662
Trattamento di fine rapporto	121	126	118	126
Altri costi	119	91	218	255
meno quota capitalizzata	-228	-156	-151	-176
TOTALE	**3.103**	**3.167**	**3.245**	**3.351**

2.2. Piano di incentivazione

La struttura retributiva manageriale è oggi articolata nelle seguenti tre componenti fondamentali dei compensi: 1) la retribuzione continuativa, stabilita in base al ruolo e ai valori del mercato; 2) l'incentivo annuale, in forma monetaria e in *stock grant*, variabile in base ai risultati aziendali e individuali conseguiti nell'esercizio; 3) l'incentivo di lungo termine, mediante le *stock option*, connesso alla crescita nel tempo del valore dell'impresa.

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato i criteri generali della politica retributiva per l'anno 2003, che ha comportato aumenti continuativi della retribuzione annua lorda dei dirigenti top e non top nella misura del 4% dell'ammontare complessivo annuo lordo delle loro retribuzioni (stessa percentuale della politica del 2002), per un importo complessivo di 6,7 milioni di euro.

Nella riunione del 6 luglio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha approvato i criteri generali della politica retributiva relativa all'anno 2004, che ha comportato complessivamente aumenti continuativi per dirigenti (dirigenti top del 10% e dirigenti non top nella misura del 4%[4] con un valore medio 4,4%), nonché del monte delle retribuzioni continuative al 1 gennaio 2004 per un importo di 7,3 milioni di euro.

[4] Per i dirigenti non top : coverage complessivo del 30% (stesso coverage del 2003)

Per quanto riguarda i piani di assegnazione 2002 – 2003 - 2004 sulla base dei risultati della performance aziendale 2001-2002-2003 gli stessi prevedono:
come incentivo monetario erogazioni pari al 19,7% del monte delle retribuzioni continuative all'1/1/03 (16,7% nel 2002), corrispondenti a un importo di 26,7 milioni di euro. Per il 2004 le erogazioni sono state complessivamente di circa 35 milioni di euro, importo corrispondente al 21% del monte delle retribuzioni continuative al 1 gennaio 2004.

Per quanto riguarda l'incentivazione annuale (*Stock Grant*) dei dirigenti con azioni Eni, onde consentire l'applicazione del Piano 2002, il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare, entro il 31 dicembre 2002, il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 1,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,04% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, utilizzando allo scopo la "riserva emissione azioni ai sensi dell'art.2349 del codice civile".

Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2001 gli obiettivi individuali prefissati.

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti nel triennio 1999-2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, complessivamente n. 4.317.500 azioni (pari allo 0,11% del capitale sociale). Alla data del 31 dicembre 2002 sono scaduti n.16.100 diritti e sono state sottoscritte n. 1.858.350 azioni (di cui 1.035.750 azioni a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2000).

I diritti esistenti al 31 dicembre 2003, pari a n. 2.443.050 azioni, avevano scadenza nel 2004 per n. 1.457.950 azioni e nel 2005 per n. 985.100 azioni.

Per quanto riguarda il piano di incentivazione per il 2003 l'Assemblea degli Azionisti in data 30 maggio 2003 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a 6,5 milioni di azioni proprie da assegnare a titolo gratuito nel triennio 2003-2005 ai dirigenti dell'Eni S.p.A. e delle società controllate, ad esclusione delle società quotate in mercati regolamentati alla data dell'assegnazione

annuale che abbiano conseguito gli obiettivi individuali prefissati negli anni 2002, 2003 e 2004.

Di conseguenza il Consiglio di Amministrazione per l'esercizio 2003 sulla base dei risultati Eni 2002 (112% dell'incentivo base) ha previsto l'attribuzione a titolo gratuito di un massimo di 1,5 milioni di *stock grant* con valore unitario di riferimento di 14,256 euro (media delle quotazioni nel periodo 1° settembre 2002-28 febbraio 2003), ed ha conferito mandato all'Amministratore Delegato di identificare gli assegnatari delle azioni e di offrire, anche a mezzo di delegati, agli assegnatari stessi le azioni nel rispetto delle disposizioni del "Regolamento del piano di *stock grant*- Assegnazione 2003".

Alla data del 31 dicembre 2003 risultano assegnate 14.000 azioni proprie. Sempre alla stessa data residuano diritti per n. 1.192.000 proprie che scadono nel 2006.

Per quanto riguarda l'esercizio 2004 sulla base dei risultati Eni del 2003 (99% dell'incentivo di base) il Consiglio di Amministrazione (riunione del 06/07/04) ha previsto di attribuire un massimo di 1,4 milioni di *stock grant*, con valore unitario di riferimento di 14,331 euro (media delle quotazioni nel periodo 1° settembre 2003-29 febbraio 2004). Continua ad essere applicato il regolamento approvato dal Consiglio il 19 giugno 2003.

Il 29 giugno 2005 il Consiglio di amministrazione ha approvato l'assegnazione fino a1,6 milioni di azioni proprie (pari allo 0,040% del capitale sociale) ai dirigenti che hanno raggiunto gli obiettivi individuali prefissati.

Alla data del 31 dicembre 2005 sono stati assunti impegni di assegnazione a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assegnazione dell'impegno, per complessive n. 3.545.000 azioni proprie, come segue: nel 2003 n. 1.206.000 azioni a 816 dirigenti; nel 2004, n. 1.035.600 azioni a 779 dirigenti; nel 2005 n. 1.303.400 azioni a 872 dirigenti.

Sempre alla stessa data sono state assegnate n.402.900 azioni proprie (nel corso del 2005 sono state assegnate n.122.900 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2003 e 111.000 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2004 e 105.200 azioni seguito degli impegni assunti nel 2005); sono decaduti n.14.900 diritti. I diritti esistenti al 31 dicembre 2005 sono n. 3.127.200, di cui n. 1.018.400 (relativi a impegni assunti nel 2003) scadenti nel 2006 e n.912.400 (relativi a

impegni assunti nel 2004) scadenti nel 2007 e n. 1.196.400 (relativi a impegni assunti nel 2005) scadenti nel 2008.

Per l'incentivazione a lungo termine (*stock option*) gli assegnatari delle opzioni sono dirigenti individuati tra coloro che occupano posizioni di diretta responsabilità per i risultati del Gruppo o che rappresentano situazioni di interesse strategico per il Gruppo e che alla data dell'assegnazione delle opzioni sono in servizio presso l'Eni e le società controllate.

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le Azioni al prezzo, con le modalità e nei termini definiti nel precedente regolamento.

Le opzioni sono esercitabili decorsi tre anni dall'Assegnazione e fino al 31 luglio 2011.

Per quanto riguarda l'esercizio 2002 l'Assemblea degli azionisti in data 30 maggio 2003 ha autorizzato l'emissione fino a 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al fine di redigere un piano di *stock option* 2002-2004. Il Consiglio di Amministrazione ha approvato il piano di *stock option* e il relativo schema di assegnazione nel 2002 con un massimo di 5 milioni di diritti di acquisto di azioni proprie.

Inoltre è stato approvato il "Regolamento del piano di *stock option* – Assegnazione 2002".

Nel corso del 2002 sono stati assegnati n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un corrispondente numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 15,216 euro. Al 31 dicembre 2003, per effetto di risoluzioni del rapporto di lavoro, risultano decaduti n. 59.500 diritti perché non esercitati nei termini; residuano n. 3.459.000 diritti per l'acquisto di azioni proprie.

A seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, al 31 dicembre 2003 n. 52.500 diritti risultano azionabili nel corso del 2004.

Per quanto riguarda il piano di assegnazione di *stock option* per l'anno 2003, il 19 giugno 2003, in esecuzione della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock option*- assegnazione 2003, che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 6 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,150% del capitale sociale). L'Amministratore delegato entro il 31 dicembre 2003 ha individuato gli assegnatari delle azioni in base ai criteri stabiliti nel Piano.

Nel corso del 2003 sono stati assegnati n.4.703.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 13,743 euro, corrispondente al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2003 nessun diritto risulta scaduto.

Il 6 luglio 2004 in esecuzione della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano delle *stock option* – assegnazione 2004 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,125% del capitale sociale). Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni decorsi tre anni dalla data di assegnazione e fino al 29 luglio 2012.

Nel corso del 2004 sono stati assegnati a 381 dirigenti n. 3.993.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 16,576 euro, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione.

Il 29 giugno 2005 è stato approvato il Piano di *stock option* – Assegnazione 2005 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5.443.400 di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale). Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni decorsi tre anni dalla data di assegnazione e fino al 29 luglio 2013.

Nel corso del 2005 sono stati assegnati a 387 dirigenti n.4.807.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 22,509 euro, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2005 per effetto di risoluzione consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 83.500 diritti, mentre risultano decaduti n.24.000 per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.711.000 diritti, di cui esercitabili n.197.500 diritti.

Capitolo III

Piani strategici

3.1 Quadro di riferimento

L'Eni è la prima società italiana per capitalizzazione, risultati e presenza internazionale e gode di una valida reputazione a livello mondiale.

L'attività di ricerca e produzione di petrolio e gas naturale, l'*upstream*, è il settore prevalente, per risultati e risorse investite. Con 1,74 milioni di boe prodotti al giorno nel 2005 – di cui 1,11 di petrolio e condensati e 0,63 di gas naturale – l'ENI è al settimo posto tra le società petrolifere internazionali.

Le aree di presenza oltre all'Italia sono il Nord Africa, (in particolare Libia ed Egitto in cui l'Eni è la prima compagnia straniera) l'Africa Occidentale, il Mare del Nord, il Golfo del Messico, l'Australia, il Mar Caspio, il Medio ed Estremo Oriente, l'America Latina.

Il processo di crescita, che ha caratterizzato la storia recente della Società, è stato realizzato anzitutto in termini industriali con il significativo aumento della produzione di idrocarburi (+26,4% rispetto a 1,37 milioni di boe al giorno nel 2002) e l'incremento delle vendite di gas naturale in Europa (un terzo in più dei 72,5 miliardi di metri cubi venduti nel 2002).

Nell'ultimo quadriennio, per alimentare e sostenere la prosecuzione della crescita negli anni a venire, sono stati investiti quasi 38 miliardi di euro di cui 32 in immobilizzazioni tecniche: quasi il 40% in più rispetto ai quattro anni precedenti.

Di questa crescita ha beneficiato anche il sistema economico italiano: nel periodo 2002-2005 sono state assunte 8.300 persone e sono stati investiti 10 miliardi di euro in immobilizzazioni tecniche: il 30% in progetti localizzati nel Mezzogiorno.

In particolare per il gas, l'Eni ha operato per diversificare le fonti di approvvigionamento per l'Italia realizzando un complesso progetto che comportato lo sviluppo di due grandi giacimenti di gas in Libia e il loro collegamento mediante il gasdotto sottomarino Greenstream, entrato in esercizio alla fine del 2004 (4 miliardi di metri cubi nel 2005 e 8 miliardi previsti nel 2006).

Inoltre, è in corso di potenziamento il gasdotto austriaco TAG che trasporta in Italia il gas di provenienza Russa (con aumento di 4 miliardi di metri cubi dal 2007).

Per diversificare le fonti e quindi per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti, l'Eni sta valutando la costruzione di un secondo terminale di rigassificazione (il primo e unico in Italia è quello di Panigaglia) che consentirebbe l'importazione di gas da nuovi Paesi, come l'Egitto e la Nigeria, nei quali l'Eni è impegnata in attività di *upstream*.

Nel quadriennio 2002-2005 Snam Rete Gas ha realizzato investimenti per 2,1 miliardi di euro incrementando del 31% la capacità di trasporto in rete disponibile ai punti d'importazione interconnessi con l'estero. L'impegno programmato è maggiore per il prossimo quadriennio.

3.2 Piani strategici societari: struttura ed evoluzione

In base alle scelte strategiche del gruppo, rese note con i Piani Strategici annuali, l'Eni in questi ultimi anni è cambiata non solo dal punto di vista organizzativo strutturale, passata da holding a compagnia integrata a tre divisioni, E&P Division, G&P Division e R&M Division che ha consentito una semplificazione dell'assetto partecipativo e una maggiore efficienza gestionale, ma anche da quello operativo diventando più internazionale, più integrata e focalizzata sul core business, puntando sulla riduzione del capitale investito nel settore petrolchimico.

Il primo Piano Strategico che interessa l'arco di tempo in esame, è relativo al triennio 2003-2006.

In tale Piano la società ribadisce la focalizzazione nel core business oil e gas programmando nell'attività di Exploration & Production la crescita della produzione di idrocarburi a 1 milione 800 mila barili al giorno nel 2006 (il precedente target fissato dal Piano 2002-2005 era di 1 milione 700 mila barili al giorno), nel settore Gas & Power l'obiettivo di 44 miliardi di metri cubi di gas naturale da vendere in Europa al 2006, con un aumento del 16% rispetto al precedente obiettivo del 2005 di 38 miliardi di metri cubi.

Il programma di riduzione dei costi viene fissato in 3,4 miliardi di euro al 2006, con un incremento del 13% rispetto al precedente obiettivo del 2005.

Il secondo Piano Strategico è quello del triennio 2004-2007, e programma uno slancio verso lo sviluppo industriale attraverso una serie di obiettivi, tra i quali la crescita all'estero nel business del gas e nella commercializzazione di prodotti petroliferi.

Il Piano prevedeva per la E&P Division la produzione giornaliera al 2007 di 1 milione 900 mila barili[5] di olio, equivalente al netto della razionalizzazione del portafoglio, per consentire un tasso di crescita organica del 5% su base media annua, tasso tra i più alti del settore.

Anche per il gas naturale veniva programmata una continua espansione verso i mercati europei, con un obiettivo di vendite al 2007 pari a 44 miliardi di metri cubi, in linea con quanto avvenuto nell'esercizio 2003 in cui le vendite avevano raggiunto i 28 miliardi di metri cubi, il 40% in più rispetto al 2002.

L'esercizio 2003 vedeva l'avvio di nuove centrali elettriche in Italia, nella generazione di energia elettrica, l'Eni Power possiede e gestisce sei centrali termoelettriche con una potenza installata complessivamente di 1.930 megawatt.

Anche in tale Piano proseguiva il programma di *cost cutting*.

Nel 2004 la società ha prodotto 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003, raggiungendo il target di crescita posto dalla società stessa. Per quanto riguarda il mercato del gas nel 2003 sono stati venduti 69,49 miliardi di metri cubi di gas (di cui 50,86 miliardi metri cubi venduti in Italia e 18,63 miliardi di metri cubi in Europa e nei paesi extra Europei) superando cosi di gran lunga le previsioni programmatiche stimate nel 1999.

Nell'esercizio 2004 il gas venduto risulta 73,43 miliardi di metri cubi con una diminuzione del gas venduto in Italia dello 0,9%, essenzialmente nel settore dei grossisti, mentre si è registrato un aumento del gas venduto in Europa e nei paesi extra Europei rispettivamente del 24,69% e del 7,34%. Da segnalare che il fabbisogno di gas naturale dell'Eni è soddisfatto prevalentemente con approvvigionamenti di gas di provenienza estera, principalmente dall'Algeria, dalla Russia, dai Paesi Bassi e dalla Norvegia.

L'ultimo Piano Strategico presentato dalla società è quello relativo al quadriennio 2006-2009 ed è caratterizzato da un grosso target di investimenti tecnici programmati: 35,2 miliardi di euro (con in più ulteriori 25-30 miliardi di euro per investimenti non definiti che costituiscono la base del Piano Straordinario), volti

[5] E' l'unità di misura utilizzata dall'industria petrolifera insieme alla tonnellata. Equivale a circa 159 litri.

a sostenere una forte crescita societaria anche oltre il 2009, nonostante un mercato oil & gas caratterizzato da alti prezzi – prevedibilmente tali anche nel medio termine – dall'inasprimento delle condizioni contrattuali e fiscali per lo sfruttamento dei giacimenti, dall'aumento tendenziale dei costi, dalla crescente competizione per le difficoltà di accesso a nuove riserve di idrocarburi e dalla maturità dei *business downstream*.

In particolare per la divisione Exploration & Production la strategia sarà di far leva sulla posizione di forza in alcuni paesi (Nigeria, Angola, Algeria, Libia e Kazakhstan) con i più alti tassi di sviluppo nella produzione di petrolio e gas, per conseguire una crescita leader nel settore. Eni ha infatti l'obiettivo di superare al 2009 la produzione di 2 milioni di barili di petrolio equivalente al giorno con un tasso di crescita medio annuo del 4% rispetto al 2005, a fronte di una produzione giornaliera di idrocarburi di oltre 1,74 milioni di barili di petrolio equivalente (boe).

A tal fine nel 2005 è stata incrementata dal 16,67% al 18,52% la quota di partecipazione nel progetto Kashagan (Kazakhstan), il più grande giacimento per riserve recuperabili (circa 13 miliardi di barili mediante reiniezione di gas) scoperto nel mondo negli ultimi 30 anni. La realizzazione del progetto prosegue nel rispetto dei tempi annunciati, con il 40% dei lavori già completati e con il first oil previsto per il 2008. La produzione di picco attesa è stimata in oltre 1,2 milioni di barili/giorno.

Le vendite complessive di Gas naturale liquido (GNL) sono stimate a circa 13 miliardi di metri cubi nel 2009, con un tasso di crescita medio annuo del 16% rispetto al 2005, dove le vendite hanno raggiunto i 17 miliardi di metri cubi.

La strategia nel settore Gas & Power prevede di rafforzare la posizione nel mercato europeo, aumentando le vendite di gas naturale con un tasso medio annuo di crescita dell'8%, fino a raggiungere nel 2009 volumi di vendita pari a 50 miliardi di metri cubi (più di 100 miliardi comprendendo le vendite nel mercato italiano), rispetto ai 36 miliardi di metri cubi venduti 2005. Al 2012 è stato programmato di vendere oltre 110 miliardi di metri cubi.

A tal fine è previsto lo sviluppo delle infrastrutture per l'importazione di gas in Italia attraverso una rete di trasporto estesa e integrata, con molteplici punti di ingresso e capacità di stoccaggio che permetterà una capacità di importazione addizionale di 25 miliardi di metri cubi al 2009. In particolare attraverso il potenziamento dei gasdotti TAG dalla Russia e TTPC dall'Algeria e il completamento

del Greenstream dalla Libia, e la valutazione dell'opportunità di costruire un terminale di rigassificazione in Italia.

Il Piano prevede a sostegno dei target suddetti investimenti in infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas in Italia per circa 6 miliardi di euro.

E' inoltre prevista l'uscita dalla Snam Rete Gas al 2008 come indicato nella legge finanziaria 2006.

A differenza dei Piani precedenti non viene più assunta l'ipotesi di eccedenza di gas e ciò contrariamente alle precedenti tesi sulla "bolla del gas" che si sarebbe dovuta determinare in Italia nei prossimi anni, anzi viene riconosciuta la necessità di potenziare le infrastrutture presenti nel Paese quali in particolare gli impianti di rigassificazione alla cui realizzazione parteciperà anche Eni, in specie è previsto l'avvio di un nuovo terminale di rigassificazione GNL a regime nel 2009 e la realizzazione di un secondo terminale con la partecipazione Eni al 50%.

Appare a questo punto opportuno ricordare che la crisi del gas - la quale ha colpito il Paese nell'inverno 2005-2006, imputabile a diversi fattori tra cui condizioni climatiche particolarmente rigide, un crescente utilizzo del gas per la generazione elettrica ed alla riduzione delle importazione dalla Russia dovute alla recenti tensioni tra la Russia e l'Ucraina - ha messo in evidenza la dipendenza e fragilità della politica energetica italiana, resa ancora più difficile dalla pressoché totale nostra dipendenza dal gas e dal petrolio rispetto ad altri Paesi, perché oltre il 50% dell'energia elettrica italiana è prodotta utilizzando gas e il 75% dei sistemi di riscaldamento domestico utilizza il metano.

Per le quali ragioni è auspicabile l'avvio di una diversa politica di programmazione delle esigenze energetiche future dell'Italia.

Il Piano prende atto anche delle conseguenze derivanti dalla delibera n.284/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che disponendo la riduzione della tariffa di vendita ai clienti civili a seguito della revisione della componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento, comporterà per i grossisti l'adeguamento dei contratti con i venditori al dettaglio, determinando una riduzione dei margini di vendita con la conseguente difficoltà a conseguire quote di mercato e dimensioni significative.

Anche nel settore Refining & Marketing, di cui peraltro è in corso uno studio sull'assetto organizzativo ottimale, Eni programma la massimizzazione della redditività esistente attraverso il miglioramento del sistema di raffinazione e il

rafforzamento del posizionamento competitivo nell'attività marketing, programmando un incremento delle lavorazioni in Europa fino a 42 milioni di tonnellate all'anno entro il 2009.

Il settore di raffinazione Eni in Italia è caratterizzato da 5 raffinerie interamente possedute (Sannazzaro, Livorno, Venezia,Taranto e Gela) ed una partecipata (Milazzo), e nonostante gli sforzi di efficienza posti in essere si deve rilevare che le raffinerie siciliane, tra le quali fino al 2002 era compresa anche Priolo, risultano essere strutturalmente deboli rispetto a quelle continentali.

Per il settore Ingegneria & Costruzioni Eni intende attraverso Saipem (Eni 43%) e con l'acquisizione di Snamprogetti (Saipem 100%) – leader mondiale nella realizzazione di impianti per l'industria petrolifera e petrolchimica - avvenuta nel febbraio 2006, rafforzare la propria leadership nel settore.

Infatti Snamprogetti presentava un portafoglio ordini a fine 2005 di circa 4.400 milioni di euro, con una attesa ricavi per l'anno in corso per circa 2.800 milioni di euro.

A seguito dell'operazione Saipem Eni conta di acquisire una posizione competitiva di eccellenza per la fornitura di servizi di ingegneria, di procurement, di project management e di costruzione per l'industria petrolifera.

Per quanto riguarda l'impiego della cassa il Piano considera priorità investire in progetti ad alta redditività per sostenere la crescita nel lungo termine del core business, con un programma di investimenti per 32,5 miliardi di euro nel quadriennio 2006-2009, con circa due terzi degli investimenti effettuati nelle attività di esplorazione e produzione. Le scelte di investimento si basano sulla prudenziale assunzione del prezzo di lungo termine del greggio Brent di 30 dollari/barile.

Mentre l'attività di ricerca e innovazione tecnologica sarà sviluppata nell'ambito di un nuovo piano tecnologico 2007-2010 che Eni è impegnata ad approvare entro il corrente anno.

E' stato osservato dal vertice Eni che la società dispone delle risorse, di progetti e di mezzi per conseguire obiettivi di crescita organica molto ambiziosi se riferiti al contesto dei mercati e dell'industria, nondimeno tali obiettivi sembrano insufficienti a garantire all'Eni il salto dimensionale che è prerequisito competitivo essenziale di medio – lungo periodo; inoltre l'allocazione delle risorse deve assicurare il mantenimento della solidità finanziaria, preservando l'attuale rating

creditizio ed il programma di investimenti, oltre il raggiungimento degli obiettivi nel medio termine, e deve essere in grado di porre le basi per la prosecuzione della crescita oltre l'orizzonte del Piano stesso.

A rendere più complesso e critico il quadro in cui l'Eni deve effettuare le scelte future si aggiunge un contesto generale del mondo petrolifero e del gas che offre un numero relativamente ristretto di opzioni di crescita per linee interne unitamente ad un elevato livello di competizione per l'accesso a quelle disponibili che segnala l'ingresso di nuovi attori aggressivi sia nelle attività c.d. *upstream* (esplorazione e produzione di idrocarburi), sia in quelle di *midstream* (raffinazione, trasporto internazionale, liquefazione e rigassificazione) e *downstream* (mercati a valle).

A ciò si aggiungono le difficoltà di accesso a nuove risorse che determinano l'assottigliamento del rimpiazzo delle riserve anno dopo anno, sebbene si tratti di un problema comune a tutta l'industria petrolifera privata, che può accedere a solo il 20% delle riserve mondiali di greggio (e ne controlla a vario titolo meno del 10 per cento) e al 34% di quelle di gas naturale. A ciò si deve aggiungere il c.d. rischio paese ovvero il fatto che una parte notevole delle riserve di idrocarburi è localizzata in paesi dove è molto alto il rischio di instabilità politico economica, ed eventuali evoluzioni negative del quadro politico economico di essi possono compromettere anche in modo permanente la capacità di Eni di operare o di operare in condizioni economiche, se non proprio l'accesso stesso alle riserve.

Capitolo IV

Gli esiti contabili

4. Notazioni generali

Il capitale dell'Eni s.p.a. alla data del 6 marzo 2006 ammontava a 4.005.358.876 euro ed è rappresentato da altrettanto numero di azioni del valore nominale di 1 euro, le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto ad un voto.

Ai sensi dello Statuto Eni (art.6) nessuno (fanno eccezione il Ministero dell'economia e finanze e la sua controllata Cassa Depositi e Prestiti s.p.a.) può possedere a qualsiasi titolo, azioni societarie che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale, inoltre è previsto che lo Stato italiano abbia ampi specifici poteri in ordine alla ripartizione azionaria, alla conclusione di patti o accordi parasociali e a rilevanti modifiche statutarie ("*golden share*").

Tuttavia la legge finanziaria 2006 (Legge n.266/2005) ha introdotto la facoltà di inserire nello Statuto, subordinatamente all'approvazione comunitaria, norme antiscalata che se adottate, comporteranno la cancellazione della golden share.

Esso è così ripartito: il 20,31% del capitale è detenuto dal Ministero dell'economia e delle finanze; il 9,99% dalla Cassa depositi e prestiti, mentre le azioni proprie ammontano al 7,2%, ed il restante 62,56% costituisce flottante di mercato.

Coerentemente con la politica di "*cash allocation*" resa nota nell'ambito della presentazione del Piano strategico 2006-2009, l'Eni intende proseguire nel proprio piano di *buy-back* arrivando ad acquistare azioni proprie fino ad un massimo del 9,986% del capitale, con un esborso massimo di 7.400 milioni di euro.

Si renderà pertanto necessaria un'ulteriore autorizzazione assembleare per la differenza, che, considerando l'andamento del titolo, porti il limite massimo dell'esborso, attualmente autorizzato, da 5,4 a 7,4 milioni di euro, che sottende un prezzo unitario di acquisto per le azioni residue di 25,80 euro.

Il programma di acquisto di azioni proprie è iniziato il 1 settembre 2000 ed annualmente l'Assemblea ha rinnovato al Consiglio di amministrazione

l'autorizzazione ad acquistare azioni proprie; alla data del 14 marzo 2006 sono state acquistate circa 292 milioni azioni per un esborso complessivo di circa 4.510 milioni di euro, pari all'83,5% circa dell'esborso massimo autorizzato di 5.400 milioni di euro.

Si segnala da ultimo l'atto di fusione per incorporazione dell'EniTecnologie spa in Eni spa che avrà efficacia 1 agosto 2006, tale operazione è finalizzata a conseguire l'integrazione delle attività di ricerca dell'Eni e consente di semplificare l'assetto partecipativo del Gruppo quindi di accrescere l'efficienza nella gestione di dette attività mediante la riduzione dei livelli decisionali e la razionalizzazione delle strutture di staff a supporto dei business.

4.1 Il Conto Economico dell'Eni s.p.a.

Il bilancio dell'esercizio 2003 si è chiuso – come risulta dal seguente prospetto - con l'utile netto di 2.898 milioni di euro contro l'utile di 3.880 milioni di euro conseguito nell'esercizio precedente.

Il decremento di 982 milioni di euro è dovuto essenzialmente:

- alla riduzione dei proventi straordinari netti di 1.022 milioni di euro derivante dal fatto che nell'esercizio 2002 venne rilevato il maggior valore della partecipazione nella "Stoccaggi Gas Italia S.p.A (1.055 milioni di euro), a seguito della revisione dei valori di stima del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" effettuata dal Consiglio di Amministrazione della società.
- all'aumento delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (987 milioni di euro), in particolare per l'incremento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche, a seguito del maggior valore dei beni connesso alla rivalutazione (Legge n.342/2000), e degli stanziamenti eccedenti imputabili al fondo svalutazione partecipazioni;
- alla circostanza che nell'esercizio 2002 l'Agip Petroli SpA, incorporata dall'Eni con effetto economico dal 1° gennaio 2002, ha distribuito un dividendo di 452 milioni di euro;
- al peggioramento del saldo oneri proventi finanziari (166 milioni di euro), dovuto essenzialmente all'aumento dell'indebitamento finanziario netto.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (1.100 milioni di euro), dovuto essenzialmente alle minori svalutazioni di 1.159 milioni di euro, e dall'aumento dell'utile operativo di 144 milioni di euro dovuto in particolare all'incremento registrato dalle Divisioni Refining & Marketing (249 milioni di euro) e Gas & Power (14 milioni di euro).

Prima di valutare i risultati conseguiti dall'ente nell'esercizio 2004 è bene far riferimento alla disciplina delle società di capitali introdotta dal d.lgs. 17 gennaio 2003, n.6 (c.d. Riforma Vietti) che ha apportato profonde modifiche ai criteri di redazione del bilancio di esercizio. In particolare i più significativi effetti della riforma riguardano:

- la soppressione della possibilità di effettuare rettifiche di valore e di accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie, a seguito dell'abrogazione dell'art.2425 bis e del secondo comma dell'art. 2426 del codice civile,
- l'obbligo di eliminare le rettifiche e gli accantonamenti predetti stanziati negli esercizi precedenti a quello di entrata in vigore del decreto legislativo citato, che ha comportato l'imputazione di tale importo al conto economico, tra le componenti straordinarie e al netto della fiscalità differita.

L'applicazione dei principi sopra enunciati ha permesso di conseguire un utile netto di 4.684 milioni di euro con un incremento di 1.786 milioni di euro rispetto al 2003, in quanto a seguito della prevista soppressione della possibilità di effettuare rettifiche di valore e di accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie è stato eliminato l'importo negativo di 1.102 milioni di euro nel bilancio 2003; sono stati anche eliminati gli effetti dal bilancio di esercizio delle rettifiche e gli accantonamenti predetti stanziati negli esercizi precedenti a quello di entrata in vigore del decreto legislativo, ciò che ha comportato l'imputazione a conto economico tra le componenti straordinarie del valore positivo di 1.076 milioni di euro al netto della fiscalità differita.

Inoltre ha contribuito al positivo risultato economico anche l'aumento dell'utile operativo di 66 milioni di euro, dovuto in particolare: all'incremento registrato dalle Divisioni Refining & Marketing (R&M) (281 milioni di euro) ed Exploration &Production (E&P) (64 milioni di euro), in parte assorbito dalla riduzione registrata dalla Divisione Gas & Power (G&P) (274 milioni di euro) e dalle Corporate (5 milioni di euro).

Il bilancio dell'esercizio 2005 chiude con un utile netto di 5.288 milioni di euro, con un incremento di 604 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 12,9%.

Tale risultato è dovuto maggiormente all'aumento dei proventi netti su partecipazioni (2.068 milioni di euro), ai maggiori dividendi distribuiti dalla società International B.V. (1.237 milioni di euro), da Snam Rete Gas (526 milioni di euro) e da Italgas s.p.a. (203 milioni di euro).

Questo aumento è stato in parte assorbito dalla circostanza che nell'esercizio 2004 vennero rilevati gli effetti (1.076 milioni di euro) dell'eliminazioni delle rettifiche di valori operanti in precedenti esercizi in applicazione di norme tributarie, ai sensi del d.lgs. n.6/2003 e dalla variazione negativa degli oneri straordinari netti di 412 milioni di euro, dovuta essenzialmente all'accantonamento della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Tab. n.3					(milioni di euro)
	2002	**2003**	**2004**	**2005**	**Variazione**
Utile operativo	3.014	3.158	3.224	3.255	31
Proventi(Oneri) finanziari netti	163	(3)	(56)	(24)	32
Proventi (Oneri) netti su partecipazioni	275	1.375	1.394	3.462	2068
Proventi (Oneri) straordinari netti	1.118	96	(55)	(467)	(412)
Eliminazione interferenze fiscali			1.076		(1.076)
Imposte sul reddito	(575)	(626)	(899)	(938)	(39)
Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie	(115)	(1.102)			
Utile netto	**3.880**	**2.898**	**4.684**	**5.288**	**604**

4.1.1. Andamento dell'organico e del trattamento economico del personale dell'Eni S.p.A.

Complessivamente, nel 2002, nel 2003, nel 2004 e nel 2005 le unità in servizio sono state rispettivamente di 9.711, 9.605, 11.470 e 11.328.

La diminuzione di 3.179 unità nel 2002 ha prodotto una diminuzione del costo lavoro di 208 milioni di euro, è così ripartita: nella divisione R&M di 3.023 unità, essenzialmente per le azioni di razionalizzazione effettuate nel dicembre 2002 nella raffineria di Gela S.p.A. e nell'ottobre 2002 della raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee S.r.l.

Nell'esercizio 2003 si è verificato una ulteriore diminuzione del personale di 106 unità, parzialmente compensato con l'aumento di personale della Corporate, dovuto all'accentramento delle risorse della Divisione R&M dedicate alle attività informatiche e di telecomunicazione, di gestione del personale, nonché alle attività di approvvigionamento beni e servizi e al settore tributario.

Le categorie contrattuali che hanno subito maggiori riduzioni di unità sono quelle degli operai e dei marittimi, quest'ultimi eliminati totalmente. Fenomeno questo parzialmente compensato dall'aumento delle categorie più elevate dei dirigenti, dei quadri e degli impiegati (314 unità).

Nel 2004 il personale in servizio risulta di 11.470 unità con un aumento di 1.865 unità rispetto al 2003, prevalentemente della categoria impiegati.

Nel 2005 il personale in servizio è diminuito di 142 unità dovuto essenzialmente alla categorie degli impiegati e degli operai.

La tabella che segue espone l'andamento nel quadriennio.

Tab. n.4 - Personale Eni s.p.a. in servizio al 31.12

	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Dirigenti	455	476	555	551	(4)
Quadri	2.549	2.698	3.119	3.167	48
Impiegati	4.608	4.752	6.168	6.098	(70)
Operai	1.956	1.679	1.628	1.512	(116)
Marittimi	143				
Totale	**9.711**	**9.605**	**11.470**	**11.328**	**(142)**

4.1.2 Lavoro e oneri relativi

Nel 2002 il costo lavoro per il personale in servizio presso l'Eni S.p.A. (680 milioni di euro) ha subito una diminuzione di 116 milioni di euro rispetto all'anno precedente, (pari al 14,6%), a seguito essenzialmente della riduzione dell'occupazione media di circa 3.800 unità (dovuto a conferimenti di rami di azienda) conseguente alle azioni di razionalizzazioni effettuate.

Anche nel 2003 il costo lavoro, (588 milioni di euro) come emerge dal seguente prospetto, ha subito una diminuzione di 92 milioni di euro, pari al 13,5%, a seguito della riduzione della forza media dovuta, in particolare, ai conferimenti effettuati dalla Divisione R&M della raffineria di Gela alla raffineria di Gela SpA (100%) dalla raffineria di Priolo alla Erg raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni), nonché ai conferimenti di rami di azienda a società del gruppo.

Tab.n.5 - Il costo del lavoro di Eni spa

(in milioni di euro)

Costo del personale	2002	2003	2004	2005
Salari e stipendi	544	474	567	590
Oneri sociali	173	159	174	188
Trattamento fine rapporto	40	38	44	47
Trattamento quiescenza e simili				1
Altri costi	4	4	12	24
TOTALE Costo del personale	**761**	**675**	**797**	**850**
COSTO DEL LAVORO				
Costi del personale in comando	10	7	13	15
A dedurre:				
Rimborsi costi per il personale	(44)	(50)	(63)	(68)
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(47)	(44)	(42)	(44)
TOTALE Costo del lavoro	**680**	**588**	**705**	**753**

Nel 2004 il costo lavoro per il personale in servizio presso l'Eni S.p.A. (705 milioni di euro) ha subito invece un' aumento di 117 milioni di euro rispetto all'anno precedente, a seguito essenzialmente della normale dinamica occupazionale

retributiva, dell'aumento del numero medio degli addetti e del maggior costo a carico dell'esercizio per i piani di *stock option* e *stock grant* (12 milioni di euro).

L'aumento del personale in servizio della Divisione Gas e Power e della Corporate è dovuto essenzialmente alle incorporazioni, rispettivamente dell'Italgas Più S.p.a. e dell'EniData S.p.a..

Anche nell'esercizio 2005 il costo del lavoro di 753 milioni di euro è aumentato di 48 milioni di euro, pari al 6,8% a seguito essenzialmente della dinamica retributiva nonché del maggior costo a carico dell'esercizio delle *stock grant* e *stock option* pari a 24 milioni di euro, importo raddoppiato rispetto all'esercizio precedente.

4.1.3 Proventi e oneri su partecipazioni

Le partecipazioni continuano a rappresentare una percentuale molto alta non solo delle immobilizzazioni finanziarie, 87% nel 2004 (86% nel 2002), ma anche dell'intero attivo, (54% nel 2003 e 49% nel 2002) confermando la natura di capogruppo di Eni.

In termini economici tali partecipazioni hanno dato nel 2003 proventi netti per 1.375 milioni di euro contro i 275 milioni di euro del 2002, grazie soprattutto al basso livello delle svalutazioni e perdite (-711 milioni di euro) del 2003, rispetto al 2002 (-1.870 milioni di euro).

Il minor importo nel 2003 delle svalutazioni è imputabile soprattutto alle partecipazioni Eni Investiment PIC che dai 742 milioni di euro del 2002 passano ai 102 milioni di euro nel 2003, ed all'Eni Exploration BV ed Eni Portugal Investiment SPA che solo nel 2002 avevano fatto registrare svalutazioni rispettivamente per 579 milioni di euro e 84 milioni di euro.

Anche nel 2004 i proventi netti confermano il risultato del 2003 con 1.394 milioni di euro. Grazie al basso livello delle svalutazioni e delle perdite (-438 milioni di euro) rispetto ai valori (-711 milioni di euro) dell'esercizio 2003 oltre ad un elevato livello delle plusvalenze (117 milioni di euro.).

Rapportando quindi i proventi netti al valore delle partecipazioni al 31.12.2003 si può registrare una redditività che dal 1,56% nel 2002 passa al 6,7% nel 2003, dato che si conferma nel 2004.

Il positivo aumento di 2.068 milioni di euro dell'esercizio 2005 rispetto all'esercizio precedente è da imputare principalmente all'incremento dei proventi dell' Eni International BV pari a 1.237 milioni di euro.

Tab. n.6 - Proventi e Oneri su partecipazioni					(milioni di euro)
	2002	**2003**	**2004**	**2005**	**Variazione**
Dividendi					
Eni International BV	1.327	1.280	815	2052	1.237
Stoccaggi Gas italia SpA		431	262	192	(70)
Snam Rete Gas SpA	109	187	196	722	526
Saipem SpA	24	27	28	28	0
Società Petrolifera Italiana	13	9	105	18	(87)
Ecofuel SpA	45	22	18	46	28
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	26	22	24	19	(5)
Sofid SpA	22	20	8	29	21
LNG Shipping SpA		18	14		
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	20	12	16	33	17
Italiana Petroli SpA		8	12		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd		11	22	35	13
AgipPetroli SpA	452				
Italgas SpA	26		70	273	203
Eni Power SpA	16		81	23	(58)
Snamprogetti SpA	11		8		
Praoil oledotti italiani spa			3	19	16
Altre	38	32	67	42	(25)
Totale	**2.129**	**2.079**	**1.715**	**3.531**	**1.816**
Plusvalenze e altri proventi					
Vendita azioni Compagnia Napoletana Gas SpA			77	0	(77)
Vendita azioni Nuovo Pignone Holding SpA			27	28	1
Vendita Fiorentina gas SpA			12	0	(12)
Altre	16	7	1	8	7
Totale proventi	**2.145**	**2.086**	**1.832**	**4.357**	**2.525**
Svalutazioni e perdite					
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	303	230	380	888	508
Polimeri Europa SpA	88	217			(217)
Albacom SpA	37	128	41	0	(41)
Eni Investments Plc	742	102			(640)
Consorzio SET (Sviluppo Elettrico Trecate)	1	17			(5)
Eurosolare SpA	21	5			
Eni Exploration BV	579				
Eni Portugal Investment SpA	84				
Altre	15	12	17	7	(10)
Totale oneri	**1.870**	**711**	**438**	**895**	**457**

4.1.4 Costi per la ricerca scientifica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano nel 2002 a 85 milioni di euro e risultano quasi raddoppiati nel 2003 (159 milioni di euro) nel 2004 registrano un importo di 181 milioni di euro, così ripartiti nelle diverse attività: 36 milioni nel 2002 e 47 milioni nel 2003 e 31 milioni di euro, per la Divisione Exploration & Production per proseguire la riorganizzazione delle strutture di ricerca; 32 milioni distintamente per i due esercizi 2002-2003 per la Divisione Refining & Marketing.

I costi di ricerca per le Corporate sono passati da 17 milioni di euro nel 2002 a 80 milioni di euro nel 2003 e a 103 milioni di euro nel 2004, e così risultano in parte utilizzati per finanziare il progetto Eni Slurry Technology (48 milioni di euro nel 2003 e 44 milioni di euro nel 2004) nonché e per il concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo per la parte residua.

Nel 2005 tali costi ammontano a 177 milioni di euro di cui 43 riferiti alla Divisione E&P, 27 alla Divisione R&M e 107 alle Corporate riguardanti in particolare il concorso di Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo (74 milioni di euro) e il progetto EST (33 milioni di euro).

In particolare il progetto EST è un processo di idroconversione catalitica, si tratta di una tecnologia flessibile, frutto di un'attività di ricerca iniziata alla fine degli anni '80 e giunta nel 2001 alla realizzazione di un impianto a Taranto, completato nel 2005, e attualmente in funzione, che fornirà a Eni un'importante leva competitiva per la valorizzazione di risorse non convenzionali e per il miglior utilizzo, anche in termini ambientali, del "fondo del barile" nelle attività di raffinazione, potenzialmente adattabile a contesti diversi, tra i prodotti figurano nafta, cherosene e gasolio.

Il cuore della tecnologia è costituito dal "reattore a bolle" che, attraverso un complesso di reazioni chimiche, ottiene la completa trasformazione delle cariche pesanti (oli pesanti ed extrapesanti, bitumi e residui di raffinazione) in prodotti o semilavorati.

4.2. La Situazione Patrimoniale

Nella tabella che segue sono poste a raffronto la situazione patrimoniale dell'Eni SpA e del Consolidato Eni al 31 dicembre 2002-2003-2004-2005.

Tab.n.7 (milioni di euro)

Eni S.p.A. riclassificato	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**Variazione**
Capitale immobilizzato	22.762	25.791	25.848	25.995	147
Capitale di esercizio netto	3.257	3.500	1.536	549	(987)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(142)	(158)	(202)	(222)	(20)
Capitale investito netto	25.877	29.133	27.182	26.322	(860)
Patrimonio netto	23.659	24.402	26.204	25.440	(764)
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.610	1.409			
Indebitamento finanziario netto	608	3.322	978	882	(96)
Coperture	25.877	29.133	27.182	26.322	(860)
Consolidato Eni	**2.002**	**2.003**	**2004**	**2005**	**variazione**
Capitale immobilizzato	40.203	43.095	48.777	54.291	5.514
Capitale di esercizio netto	(204)	(679)	(1.812)	(3.568)	1.756
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(507)	(555)	(590)		
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.031)	
Capitale investito netto	39.492	41.861	45.983	49.692	3.709
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti	28.351	28.318	35.540	39.217	3.677
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.443	10.475	32
Coperture	39.492	41.861	45.983	49.692	3.709
Cambio in eur/USD al 31.12		1,263	1,362	1,180	(0,182)

Confrontando il 2002 con il 2003 l'aumento più consistente si è verificato per la voce capitale immobilizzato (3.029 milioni di euro) ed è riferibile principalmente all'aumento riscontrato nelle partecipazioni, che passano da 17.877 milioni di euro

del 2002 a 21.124 milioni di euro del 2003 con una variazione 3.247 milioni di euro, dovuta agli interventi sui capitali delle società controllate come l'Eni Exploration BV e la Syndial Spa e l'Eni International BV.

Nel 2004 l'aumento è di soli 107 milioni di euro soprattutto per il venir meno delle differenze tra il valore di carico delle partecipazioni in Italgas Più e il rispettivo Patrimonio Netto, nonché dell'incremento di 225 milioni di euro del valore delle partecipazioni.

Nel 2004 il capitale di esercizio netto fa registrare una diminuzione di 1.964 milioni di euro. Il calo è da imputarsi ad una diminuzione generale, esclusi i crediti commerciali, dei componenti il capitale circolante nonché ad un aumento consistente delle passività nette di esercizio (come i debiti commerciali, tributari, fondi per rischi ed oneri ed altre passività).

Le maggiori differenze si presentano per i crediti per imposte anticipate (657 milioni di euro) , che diminuiscono di 400 milioni di euro per effetto essenzialmente delle imposte differite nette stanziate nell'esercizio fra le rettifiche di valore, per i fondi per rischi ed oneri e le altre passività nette.

Quest'ultime aumentano di 347 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incasso del dividendo della Stoccaggi Gas Italia spa, iscritto per competenza nel bilancio 2003 (323 milioni di euro) e per i maggiori risconti passivi relativi a proventi pluriennali riconosciuti a favore di società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (229 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto di 608 milioni di euro per l'esercizio 2002 è dovuto ai fabbisogni derivanti dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

L'indebitamento finanziario netto nel 2003 è di 3.322 milioni di euro, registrando un consistente aumento rispetto all'anno precedente di 2.714 milioni di euro, dovuto ai fabbisogni connessi agli investimenti in partecipazioni (4.022 milioni di euro, di cui 2.569 milioni di euro relativi all'offerta Pubblica di Acquisto su Italgas); al pagamento del dividendo (2.833 milioni di euro); agli investimenti tecnici (931 milioni di euro); al pagamento delle imposte (629 milioni di euro); all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro).

Tali importi negativi sono compensati solo in parte dal flusso di cassa generato dall'utile operativo prima della variazione del capitale di esercizio (3.990

milioni di euro), dagli incassi di dividendi (1.758 milioni di euro) e dai disinvestimenti (340 milioni di euro).

I debiti finanziari a breve termine ammontano a 1.971 milioni di euro nel 2002 e a 1.425 milioni di euro nel 2003 con una diminuzione di 546 milioni di euro pari a 0,70% dovuto essenzialmente alla riduzione dei debiti finanziari a breve termine verso le banche che da 698 milioni di euro passano a un totale 127 milioni di euro con una diminuzione del relativo debito a breve di 571 milioni di euro.

I debiti a lungo termine passano da 1.369 milioni di euro nel 2002 a 2.508 milioni di euro nel 2003 con un aumento di 1.139 milioni di euro e sono costituiti principalmente da: debiti finanziari verso le imprese controllate assunti nei confronti di Enifin S.p.A che ammontano a 644 milioni di euro (ridotti di 31 milioni di euro per effetto dei rimborsi); debiti finanziari verso le banche che ammontano a 177 milioni di euro con una diminuzione di 69 milioni di euro. Le obbligazioni nel 2002 ammontano a 500 milioni di euro con scadenza 2003, ma per decisione dell'Ente sono state rimborsate in via anticipata il 1 dicembre 2002.

Nel 2003 le obbligazioni ammontano a 2000 milioni di euro e riguardano Medium Term Notes per 500 milioni di euro, emesse nel 2000 a un tasso di 6,125% e per 1.500 milioni di euro, emesse nel 2003 a un tasso di 4,625% entrambe con scadenza a dieci anni.

Nel 2004 l'indebitamento fa registrare una diminuzione di 2.064 milioni di euro dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.746 milioni di euro), dagli incassi di dividendi (2.032 milioni di euro) e dal flusso dei disinvestimenti (834 milioni di euro), in parte compensati: dal pagamento del dividendo 2003 (2.866 milioni di euro), dagli investimenti in partecipazioni (1.103 milioni di euro), dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.046 milioni di euro), dall'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro).

L'esercizio 2005 vede un'ulteriore diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 96 milioni di euro, dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.977 milioni di euro), dagli incassi dei dividendi (3.531 milioni di euro) e dai disinvestimenti (805 milioni di euro), solo in parte assorbiti: dal pagamento del dividendo dell'esercizio 2004 di 0,90 euro per azione (3.384 milioni di euro); dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21.09.2005 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 27.10.2005 (di 1.686 milioni di euro); dal pagamento delle imposte al

netto dei rimborsi (di 1.134 milioni di euro); dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro); dagli investimenti in partecipazioni (938 milioni di euro); e dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (864 milioni di euro).

Una più dettagliata esposizione dei crediti e debiti finanziari, titoli e disponibilità al 31 dicembre 2002 e 2003 e 2004 e 2005 risulta dalla seguente tabella.

Tab. n.8

						(milioni di euro)
Debiti finanziari		**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**Variazione**
a lungo termine		1.369	2.508	2.575	2.390	(185)
a breve termine		1.971	1.425	271	495	244
	a)	**3.340**	**3.933**	**2.846**	**2.885**	**39**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità						
Crediti finanziari:						
a lungo termine		43	36	25	14	(11)
a breve termine		30	67	1.032	1.010	(22)
	b)	73	103	1.057	1024	(33)
titoli		230	234	230	230	0
disponibilità		2.429	274	581	749	168
	c)	2.659	508	811	979	168
Indebitamento finanziario netto	(a-b-c)	**608**	**3.322**	**978**	**882**	**(96)**

Capitolo V

Risultati di Gruppo

Premessa

Il consolidato dell'Eni comprende 257 società: 56 in Italia e 200 all'estero.

La suddivisione per settori è la seguente:

- Exploration & Production: 5 in Italia, 84 all'estero;
- Gas & Power: 16 in Italia, 14 all'estero;
- Refing & Marketing: 11 in Italia e 19 all'estero;
- Petrolchimica: 1 in Italia, 8 all'estero;
- Costruzioni e perforazioni: 7 in Italia, 64 all'estero;
- Ingegneria: 3 in Italia, 9 all'estero;
- Altre attività: 8 in Italia;
- Corporate e Società finanziarie: 5 in Italia, 3 all'estero.

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CE n.1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato dagli Stati membri dell'UE, redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (IFRS), ovvero rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'International Accounting Standards Board (IASB), successivamente modificati e pubblicati in maniera definitiva nel dicembre 2004 nella Gazzetta Ufficiale dell'UE.

Conseguenza dell'osservanza di tali principi è stata l'inclusione nell'area di consolidamento del gruppo Eni della Saipem spa (di cui Eni possiede il 43,26% delle azioni al 31.12.2005) e delle sue controllate.

Infatti l'Eni, pur possedendo azioni aventi diritto di voto, non aveva mai incluso tali società nell'area di consolidamento, interpretando restrittivamente le disposizioni della IAS 27 "Bilancio consolidato e separato" che permettevano che esse pur essendo oggetto di un controllo di fatto ai sensi dell'art.2359, comma 2, c.c. venisse valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'applicazione di tali norme consente di rendere le risultanze economico finanziarie del gruppo più aderenti alla sua realtà industriale.

5.1 Dati economici finanziari

Nel prospetto che segue sono riepilogati i principali dati economico-finanziari del Gruppo Eni (bilancio consolidato) raffrontati con quelli degli esercizi precedenti:

Tab. n. 9

Conto economico riclassificato				**IFRS**		milioni di euro
	2002	**2003**	**2004**	**2004**	**2005**	**variazione**
Ricavi netti	47.922	51.487	58.382	57.545	73.728	16.183
Utile operativo	8.502	9.517	12.463	12.399	16.827	4.428
Utile netto	4.593	5.585	7.274	7.059	8.788	1.729
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.228	10.443	10.475	32
Capitale investito netto	39.492	41.861	42.694	45.983	49.692	3.709

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2003 chiude con un utile netto di 5.585 milioni di euro con un aumento di quasi un miliardo di euro rispetto al 2002 (+21,6%), che si consolida nel 2005 raggiungendo gli 8.788 milioni di euro.

Ciò trova conferma nell'indice relativo al ritorno sul capitale investito (ROACE[6]) che ha raggiunto nel 2005 il 19,5%, nel 2004 il 18,8%, contro 15,6% del 2003 e il 16,7% del 2002.

Nel 2003 in presenza di un livello di investimenti tecnici e in partecipazioni di 13,1 miliardi di euro (+38,7% rispetto al 2002), il rapporto tra indebitamento e capitale proprio si è attestato sul livello di 0,48 (0,39 nel 2002).

L'andamento dei principali indicatori di mercato ha contribuito in misura non rilevante al miglioramento dei risultati; infatti gli effetti dell'aumento del prezzo medio del greggio (Brent +3,9 dollari/barile) e del margine europeo medio di

[6] Indice del rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale e il capitale investito netto medio.

raffinazione (+1,9 dollari/barile) sono stati attenuati dall'indebolimento di circa il 20% del dollaro (il prezzo medio del greggio Brent espresso in euro ha registrato una riduzione del 3,4%).

I risultati del 2004 sono anch'essi ascrivibili alla positiva performance operativa in parte assorbita dalle maggiori imposte sul reddito. I ricavi dal core business (58.382 milioni di euro), sono ascrivibili essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile dei prodotti petroliferi e petrolchimici, nonché alla crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro.

Il bilancio consolidato 2005 chiude con un utile netto di 8.788 milioni di euro, con un aumento di 1.729 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 24,5%, per effetto essenzialmente dell'aumento dell'utile operativo di 4.428 milioni di euro (+35,7%) di cui 762 riferiti ai maggiori utili di magazzino sulle rimanenze – registrato in particolare nel settore Esploration & Production a seguito dell'aumento del prezzo del barile (brent +42,3%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+38,3 milioni di boe pari al 6,7%).

Utile in parte assorbito dai maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale (532 milioni di euro), dall'accantonamento al fondo rischi di 515 milioni di euro della sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005 della delibera 248/2004 dell'Autorità dell'energia e gas (225 milioni di euro).

5.1.1 L'indebitamento finanziario netto

Nell'esercizio 2002 il flusso di cassa generato dall'attività di esercizio per 10.578 milioni di euro e gli incassi da dismissioni (935 milioni di euro) hanno consentito di coprire parzialmente il fabbisogno in investimenti tecnici e in partecipazioni (di 9.414 milioni di euro incluso il debito acquisito di 51 milioni di euro), il pagamento del dividendo da parte dell'Eni s.p.a. (2.876 milioni di euro), e l'acquisto di azioni proprie (770 milioni di euro), come risulta dalla tabella che segue.

Tab. n.10	2002	2003	2004	2005
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	**(9.888)**	**(1.037)**	**(2.402)**	**3.280**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.578	10.827	12.500	14.936
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(8.048)	(8.802)	(7.499)	(7.414)
Investimenti in partecipazioni	(1.315)	(985)	(316)	(127)
Dismissioni	935	650	1.547	542
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(319)	1.110	97	293
Flusso di cassa netto del periodo	486	(211)	(433)	330
Fee Cash flow	1.831	2.800	6.329	8.230
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(51)	(692)	0	(19)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	39	1	190	21
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	990	1.422	(64)	980
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	(3.175)	(7.284)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	**(1.037)**	**(2.402)**	**3.280**	**(32)**

Nell'esercizio 2003 il fabbisogno connesso agli investimenti tecnici e in partecipazioni (10.479 milioni di euro, incluso il debito acquisito di 692 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2002 (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA) e all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro) è stato in parte coperto dal flusso di cassa generato dalla gestione (10.827 milioni di euro) e dagli incassi da dismissione (650 milioni di euro), dando luogo ad un peggioramento del risultato finale rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio 2004 il flusso di cassa generato dalla gestione (12.500 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.547 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 279 milioni di euro) sono stati parzialmente assorbiti: dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.815 milioni di euro) e al pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro, di cui 2.828 da parte dell'Eni SpA); dagli effetti delle variazioni dell'area di consolidamento per 8.351 milioni di euro (riferiti essenzialmente al consolidamento della Serfactoring SpA).

Al risultato finale positivo, con la diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 3.280 milioni di euro, ha contribuito anche l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 320 milioni di euro).

Nel 2005 il flusso di cassa generato dalla gestione (14.936 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (563 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario trasferito di 21 milioni di euro) sono stati assorbiti dai fabbisogni connessi: agli investimenti

tecnici e in partecipazione (7.560 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario acquisito di 19 milioni di euro); al pagamento dei dividendi di Eni e al proseguimento del programma di acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro).

All'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 32 milioni di euro ha contribuito l'impatto delle conversioni dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.200 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 ammonta a 10.475 milioni di euro con un aumento di 32 milioni rispetto all'esercizio precedente. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 12.998 milioni di euro, di cui 5.345 milioni a breve termine e 7.653 milioni a lungo termine. I prestiti obbligazionari in essere a fine esercizio ammontano 5.339 milioni di euro, i prestiti obbligazionari in scadenza nei prossimi 18 mesi, ammontano a 436 milioni di euro. I prestiti obbligazionari emessi nell'anno ammontano a 441 milioni di euro.

5.2 Analisi per settori

Dobbiamo considerare che gli esercizi dal 2002 ad oggi sono stati influenzati dalla difficile situazione internazionale (anche per il conflitto in Iraq), il prezzo del greggio ha raggiunto picchi elevati con un prezzo medio in euro del greggio Brent dated di 30,72, anche per l'effetto dell'aumento della domanda sul mercato globale.

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in Paesi al di fuori dell'UE e dell'America settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico. Tuttavia l'Eni cerca di ovviare a tale situazione di rischio con l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione che ha definito nella procedura "Project risk assessment and management".

Al 31 dicembre 2005 circa il 73% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi fuori dall'UE, ugualmente per il gas, che proviene per il 60% da tali Paesi.

Inoltre l'indebolimento progressivo del dollaro ha contribuito a creare incertezze per gli operatori per le possibili ripercussioni sulla competitività delle esportazioni finali e sullo sviluppo dell'economia, che ha influito anche ai fini dell'andamento del mercato delle risorse energetiche.

La tabella sotto riportata reca i dati in milioni, relativi all'utile operativo nel quadriennio considerato per i singoli settori.

Tab. n.11

Settori	2002	2003	2004	2005
Esplorazione & Produzione	5.175	5.746	8.185	12.574
Gas & Power	3.244	3.627	3.428	3.321
Refining & Marketing	321	583	1.080	1.857
Petrolchimica	(126)	(176)	320	202
Ingegneria e Costruzione	298	311	203	307
Altre attività	(201)	(279)	(395)	(902)
Corporate e società finanziarie	(209)	(295)	(363)	(391)
Eliminazioni utili interne(1)			(59)	(141)
Utile operativo	**8.502**	**9.517**	**12.399**	**16.827**

(1) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

In tale contesto l'Eni ha raggiunto nel 2003-2005 nei diversi settori risultati di gestione che vengono di seguito analizzati :

5.2.1 Esplorazione & Produzione

Il settore ha raggiunto nel 2003 l'utile operativo di 5.746 milioni di euro, con un aumento di 571 milioni di euro rispetto al 2002 (pari all'11%), dovuto alla crescita della produzione venduta di idrocarburi e dei volumi commercializzati di gas naturale, nonché all'incremento in dollari del prezzo del barile (Brent +15,5%) e del margine di raffinazione.

Nel settore la produzione giornaliera nel 2003 di idrocarburi è stata di 1.562 mila boe[7] con un incremento di 90 mila boe, pari al 6,1%. Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 sono state di 7.272 milioni di boe, in aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002.

Le principali attività svolte durante l'esercizio riguardano il piano di sviluppo del giacimento di petrolio Kashagan nell'offshore Kazako del Mar Caspio. Il relativo piano, articolato in più fasi, prevedeva la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas, con un investimento di 29 miliardi di dollari.

Sia nel 2004 che nel 2005 il settore ha conseguito un utile operativo rispettivamente di 8.185 milioni di euro, (con un aumento di 2.439 milioni di euro

[7] Barrel of Oil Equivalente viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale.

rispetto al 2003 (pari al 42,4%), e di 12.574 milioni di euro, dovuto all'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari; alla crescita della produzione venduta di idrocarburi, alle plusvalenze nette conseguite nella vendita di asset nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio, ai minori costi di ricerca esplorativa e ai minori ammortamenti di bonus esplorativi.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, dall'incremento dei costi associati alla produzione e dai maggiori ammortamenti connessi all'aumento della produzione agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi nonché, ai maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti.

5.2.2 Gas & Power

Il settore ha conseguito nel 2003 l'utile operativo di 3.627 milioni di euro, con un aumento di 383 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'11,8% dovuto alle vendite di gas naturale della distribuzione primaria (65,1 miliardi di metri cubi) che sono aumentate di 4,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2002 (+7,7%). L'aumento dei ricavi del settore (16.068 milioni di euro) del 5% nell'esercizio 2003 rispetto all'anno precedente è dovuto principalmente ai maggiori volumi di gas venduti ed all'aumento dei prezzi medi.

Questi positivi risultati hanno creato difficoltà al settore, in quanto con il decreto legislativo n. 164 del 2000 è stata disposta la riduzione entro il 2010 della quota di gas, che l'Eni poteva immettere sul mercato al fine di favorire gli altri soggetti. In realtà nel 2003 tale quota non è scesa al di sotto del 68,5 milioni di metri cubi, superando il tetto del 50 % che aveva posto il così detto "decreto Letta" alle quote di mercato dell'Eni, al fine di contribuire alla liberalizzazione di tale mercato.

Tale situazione di emergenza ha costretto la società a consumare la parte di gas eccedente, sia di propria produzione sia proveniente dai contratti "*take of pay*" che l'Eni aveva sottoscritto nell'imminenza dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE, utilizzandoli per la produzione di energia elettrica. Per questo motivo la società ha costruito centrali che hanno raggiunto nel 2003/2500 megawatt di potenza, anche se ciò non è stato sufficiente per determinare nel mercato Italiano del gas naturale una situazione favorevole per l'andamento dei prezzi, che sono rimasti più elevati rispetto a quelli dei principali Paesi europei.

Le autorità competenti (il Ministero per le attività produttive e il Ministero dell'economia e delle finanze) hanno, inoltre, rilevato come l'aumento di importatori in questi ultimi anni abbiano riguardato essenzialmente "ingressi decisi dall'operatore dominante, con le eccezioni di ENEL e, parzialmente, Edison". Ma è soprattutto il controllo dei gasdotti, che portano il metano in Italia oltre che l'unico terminale per l'import di gas naturale liquefatto, a dare all'Eni il potere di "influenzare le dinamiche concorrenziali del mercato"; tale situazione dominante si è tradotta in un rilevante vantaggio economico, rappresentato da un minor costo di approvvigionamento; di contro, l'impatto sui prezzi finali è stato limitato o praticamente assente così che i prezzi del gas naturale italiano appaiono superiori a quelli prevalenti nei principali Paesi europei, sebbene il costo di approvvigionamento sia equiparabile, se non addirittura inferiore.

Questo potere dominante dell'Eni nel settore del gas naturale ha vanificato le indicazioni contenute nella direttiva 98/30/CE e nel decreto legislativo n.164 del 2000, intese a favorire il processo di liberalizzazione del settore.

Nella riunione del 15 dicembre del 2003 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano strategico 2004-2007 ed ha avviato nell'esercizio 2004 la vendita del 9,054% della partecipazione Snam Rete Gas[8], secondo le previsioni della legge n.290 del 27 ottobre 2003 e nel rispetto della direttiva 2003/55/CE, che ha stabilito al luglio 2007 la data di liberalizzazione del mercato del gas.

Tale operazione continua a non incontrare l'accordo del vertice Eni che non vede la necessità di cedere gli stoccaggi e il trasporto di gas, perché vendendo verrebbe a perdersi il primato in Europa (con 88 miliardi di metri cubi l'anno venduti, davanti all'Olanda e ai Tedeschi).

Tale processo di apertura al mercato da parte dell'ente crea peraltro delle difficoltà, in quanto il gas rappresenta per l'Eni una attività generatrice di flussi di liquidità ("Cash flow") con effetto rilevante di stabilizzazione dei risultati economici e per la riduzione del profilo complessivo di rischio per la società.

Si prevede che con il 2010 si completerà il processo di trasformazione del ruolo dell'Eni sul mercato italiano da monopolista a operatore in concorrenza con altri soggetti; diverrà quindi cruciale per la società garantirsi un mix di forniture di gas tale da minimizzare il proprio costo di approvvigionamento e garantirsi una posizione di vantaggio competitivo rispetto agli altri concorrenti.

---

[8] Nel 2005 il bilancio di Snam Rete Gas ha chiuso con un utile consolidato di 524 milioni di euro.

Nel 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.428 milioni di euro con una diminuzione di 199 milioni di euro rispetto al 2003, dovuta essenzialmente alla riduzione del margine dell'attività di vendita del gas naturale, anche a seguito dell'impatto del differente apprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto al 2003, alle minori tariffe di distribuzione del gas naturale; nonché ai maggiori oneri operativi netti in relazione in particolare a minori utilizzi fondi rischi eccedenti.

Nell'esercizio 2004 la quota di gas che l'Eni ha immesso sul mercato è di 72,3 milioni di metri cubi, superando così ancora una volta il tetto posto dalla legge n. 290/2003.

Il 23 giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato la scissione parziale di Italgas con l'attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiano (tra cui il 100% di Italgas Più) ed estere (tra cui il 40%di Tigaz), nonché con l'incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più.

Il settore ha conseguito nel 2005 l'utile operativo a valori correnti di 3.321 milioni di euro con una diminuzione di 107 milioni di euro rispetto al 2004, dovuta essenzialmente all'accantonamento al fondo rischi della sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (255 milioni di euro); alla flessione dei margini di vendita del gas naturale per effetto della pressione competitiva; ai maggiori accantonamenti a fondi per rischi e oneri (46 milioni di euro).

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 138 milioni di euro con un aumento di 77 milioni di euro, pari al 126%, dovuto essenzialmente alla crescita della produzione venduta.

5.2.3 Raffinazione e Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 583 milioni di euro con un aumento nel 2003 di 262 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. I ricavi del settore (22.148 milioni di euro) pari al 2,8%, derivano essenzialmente dall'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (+18,9% benzina e +24,4% gasolio) e dai maggiori volumi di greggio commercializzato, i cui effetti sono stati

parzialmente assorbiti dalla diminuzione in Italia della vendita del prodotto petrolchimico, dovuto in parte anche al blocco della raffineria di Gela.

In questo settore l'ente ha continuato a migliorare la tecnica del sistema di raffinazione con ricadute anche in termini di efficienza e qualità dei prodotti utili, al fine di garantire una posizione di *top performer* in Italia.

Parallelamente, nelle attività di commercializzazione, è proseguito il processo di riqualificazione e riposizionamento strategico della rete di distribuzione, con l'obiettivo di cogliere i mutamenti in atto nei comportamenti dei consumatori, offrendo al contempo prodotti fortemente innovativi (BluDiesel), che anticipano i requisiti richiesti dalle direttive europee.

La spesa per investimenti nel 2003 ha raggiunto i 13.057 milioni di euro, di cui 8.802 milioni per investimenti tecnici e 4.255 milioni per investimenti in partecipazioni. L'attività dell'ente è principalmente volta alla realizzazione di grandi progetti, che riguardano non solo il 2003, ma anche i successivi esercizi per quanto riguarda lo sviluppo dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam, il cui avvio dei lavori previsto a fine 2004 (per concludersi nel 2005), lo sviluppo di giacimenti in Iran, in cui l'Eni è operatore e la realizzazione delle centrali di energia elettrica di Ferrera Erbognone, Ravenna, Brindisi e Mantova.

Gli interventi in partecipazioni hanno riguardato essenzialmente l'OPA sulle azioni Italgas (2,6 milioni di euro), l'acquisto della Forum Petroleum, società upstream con attività in Norvegia (0,9 milioni di euro), e l'acquisto del 50% della Union Fenosa Gas (0,4 milioni di euro).

Nell'esercizio 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 1.080 milioni di euro con un aumento di 497 milioni di euro rispetto al 2003. Tale risultato è dovuto essenzialmente all'aumento dei guadagni sul margine di raffinazione, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché alle maggiori lavorazioni effettuate in conto proprio in Italia.

Tra gli eventi più rilevanti, che hanno caratterizzato l'esercizio 2004 nell'ambito della strategia aziendale, si segnala la vendita dell'intero pacchetto azionario della società Agip do Brasil, operante nella distribuzione di prodotti petroliferi in bombole, la commercializzazione nel giugno del 2004 della nuova benzina BluSuper, che affianca il BluDisel, e che si inquadra nella strategia dell'Eni di miglioramento della qualità dei carburanti, anche al fine di adeguarne in anticipo

le caratteristiche alle specifiche chieste dalla normativa comunitaria a partire dall'anno 2009.

A fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzavano in BluSuper erano circa 1.000, corrispondenti a circa il 23% del totale.

Nel 2005 il settore consegue l'utile operativo pari a 1857 milioni di euro con un aumento di 777 milioni rispetto all'esercizio 2004, in relazione all'aumento del margine di raffinazione, alle maggiori lavorazioni in conto proprio, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno a seguito della mareggiata di fine 2004; all'aumento dell'utile dell'attività di distribuzione in Italia; all'aumento del risultato dell'attività di raffinazione e commerciale nel resto d'Europa connesso al favorevole andamento dello scenario. Tali fattori positivi hanno comunque risentito del venir meno del contributo dell'utile operativo dell'Agip do Brasil (28 milioni di euro), venduta nell'agosto 2004.

5.2.4 Petrolchimica

Nel 2003 il settore ha registrato un perdita operativa di 176 milioni di euro, con un ulteriore aggravio di 50 milioni di euro rispetto al 2002, (pari al 39,7%), dovuto al surplus di capacità produttiva verificatosi nel settore sopratutto da parte dei produttori del Medio Oriente e del Sud-Est asiatico, e ciò in quanto tali paesi hanno beneficiato di costi strutturali meno onerosi rispetto a quelli dei produttori europei, si deve aggiungere che il settore chimico dell'Eni è ulteriormente penalizzato dal fatto di aver avuto origine non da un disegno strategico, ma come risultato di una crescita non selettiva, dovuta a progressive acquisizioni di società in situazioni spesso fallimentari.

Nel 2004 il settore ha conseguito un utile operativo di 320 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 176 milioni di euro dell'anno precedente. Il miglior risultato finale è dovuto all'aumento delle vendite nel settore della petrolchimica di base, a seguito dell'incremento registrato nel "business olefine" derivante dalla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite nel settore "business aromatici" in relazione all'arresto completo dell'impianto di Priolo.

Il 2005 presenta una diminuzione dell'utile operativo di 118 milioni di euro pari al 36,9% rispetto al 2004, attestandosi a 202 milioni di euro, imputabile

principalmente alla rilevazione di oneri di ristrutturazione per la chiusura dell'impianto di Champagnier e per rischi su contenziosi e per maggiori costi assicurativi (complessivamente 78 milioni di euro) ed alla flessione dei margini unitari della petrolchimica di base, a seguito dell'aumento del costo delle materie prime petrolifere non riflesso sui prezzi di vendita.

5.2.5 Ingegneria e costruzioni

L'utile operativo nell'esercizio 2003 è rimasto pressoché invariato rispetto all'esercizio precedente.

L'aumento dei ricavi del settore è dovuto all'acquisto della Saipem SA operante nell'attività delle costruzioni e perforazioni. Inoltre alla variazione in aumento hanno concorso il maggiore contributo della Bouygues Offshore, acquistata nel luglio 2002 e l'aumento del livello di attività nell'area Costruzioni-mare, a seguito dell'avvio di importanti commesse in Libia e in Nigeria. Questi fattori positivi sono stati in parte attenuati dalla chiusura nel 2002 della commessa Blue Strema. Per l'attività del settore Ingegneria il miglioramento (11 milioni di euro) è dovuto essenzialmente ai maggiori livelli di attività.

Nel 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 203 milioni di euro con una diminuzione di 108 milioni di euro rispetto al 2003.

L'attività di ingegneria ha registrato una perdita operativa di 33 milioni di euro, a seguito della diminuita redditività di alcune commesse.

L'attività di costruzioni e perforazioni ha registrato un utile operativo di 293 milioni di euro, con una riduzione di 11 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile in particolare alle aree costruzioni-terre, (a seguito della chiusura di importanti commesse in KazaKhstan, Arabia Saudita e Nigeria, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio della commessa Sakhalin in Russia).

Tale settore ha conseguito nel 2005 l'utile operativo di 307 milioni di euro con un aumento di 104 milioni di euro , pari al 51,2%, rispetto al 2004.

E' il caso di rilevare che per raggiungere un risultato positivo consolidato, l'Eni è consapevole che è necessario acquisire una capacità di sviluppare tecnologie più avanzate e complesse, assicurando al contempo qualità e affidabilità dei servizi resi. Occorre pertanto una riorganizzazione dell'intero settore, che punti all'integrazione del patrimonio di competenza e al rafforzamento del raggio d'azione

sui mercati globali, che debbano costituire elementi decisivi di vantaggio competitivo e di credibilità operativa per l'intera compagnia.

Nel corso dei primi mesi del 2006 la Saipem ha acquistato da Eni la partecipazione totalitaria di Snamprogetti per un valore di 680 milioni di euro, Snamprogetti è una delle maggiori società di ingegneria e costruzioni attiva sul mercato internazionale della progettazione ed esecuzione di grandi impianti a terra per la produzione ed il trattamento di idrocarburi e la valorizzazione del gas naturale.

A seguito di tale operazione Saipem ha acquisito una posizione competitiva di eccellenza per la fornitura di servizi di ingegneria, di procurement, di project management e di costruzione per l'industria petrolifera.

5.2.6 Altre attività

Il complesso aggregato per le altre attività residue dell'Ente registra la perdita nel 2003 di 86 milioni di euro, dovuta in particolare alla maggiore perdita della Syndial, in relazione essenzialmente alla vendita dei servizi industriali di Brindisi, Ferrara e Priolo Ottana e alla chiusura degli impianti di caprolattame, di Porto Marghera e di acrilonitrile di Assemini e di Gela.

Il settore ha registrato nel 2004 un ulteriore perdita di 116 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile essenzialmente alla Syndial SpA .

Anche nel 2005 il settore presenta una perdita operativa pari a 902 milioni di euro con un aumento del 128% rispetto la 2004, dovuto all'incremento della perdita operativa della Syndial (504 milioni di euro) connessa essenzialmente ai maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale (328 milioni di euro) riferiti in particolare all'adeguamento del fondo relativo al sito di Porto Marghera per interventi di risanamento e per la transazione con l'Avvocatura dello Stato per danni e ripristini ambientali, alla bonifica delle aree di proprietà dello stabilimento di Mantova e agli interventi di bonifica e demolizione di impianti inattivi e serbatoi nel sito di Porto Torres.

5.3. Stato Patrimoniale del Gruppo

Le tabelle che seguono evidenziano separatamente i risultati della situazione patrimoniale dell'Ente per il quadriennio 2002/2003 e 2004/2005 in quanto a partire dall'esercizio 2005 per gli effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili IFRS i dati di bilancio 2004 e 2005 sono stati riclassificati e pertanto non sono confrontabili con i precedenti esercizi.

STATO PATRIMONIALE Gruppo Eni **Tab. n.12** (milioni di euro)

ATTIVO	31.12.2002	31.12.2003
IMMOBILIZZAZIONI		
Immobilizzazioni immateriali	3.175	3.610
Immobilizzazioni materiali	33.693	36.360
Immobilizzazioni finanziarie	7.333	7.257
TOTALE	**44.201**	**47.227**
ATTIVO CIRCOLANTE:		
Rimanenze	3.200	3.293
Crediti	17.545	16.194
Attività finanziarie non immobilizzazioni	1.219	1.590
Disponibilità liquide	1.791	1.580
Totale	**23.755**	**22.647**
Ratei e risconti	987	848
TOTALE ATTIVO	**68.943**	**70.722**
PASSIVO		
PATRIMONIO NETTO	29.095	29.860
Capitale e riserva di terzi	2.094	1.622
TOTALE	**31.189**	**31.482**
Fondo rischi e oneri	8.133	8.150
Trattamento di fine rapporto	507	555
Debiti	28.037	29.756
Ratei e risconti	1.077	779
TOTALE PASSIVO	**68.943**	**70.722**

In sede di prima applicazione degli IFRS l'adozione del metodo *retrospective* comporta l'adozione di nuovi principi, utilizzando le informazioni disponibili alla data in cui si sono verificati i singoli eventi di gestione, come se fossero sempre stati applicati.

L'applicazione di essi ha quindi essenzialmente comportato un diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate, l'applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO, un diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari, diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri, imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti, rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali, benefici a favore dei dipendenti, partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto e ammortamento avviamento.

Tab. n. 13

Stato patrimoniale Gruppo Eni riclassificato	**2.002**	**2.003**	**2004**	**2005**	**1trim.2006**
Capitale immobilizzato	40.203	43.095	48.777	54.291	53.876
Capitale di esercizio netto	(204)	(679)	(1.812)	(3.568)	(4.988)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(507)	(555)	(590)		
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.031)	(1.045)
Capitale investito netto	39.492	41.861	45.983	49.692	47.843
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti	28.351	28.318	35.540	39.217	41.552
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.443	10.475	6.291
Coperture	39.492	41.861	45.983	49.692	47.843
Cambio in eur/USD al 31.12		1,263	1,362	1,180	

Tab. n. 14

STATO PATRIMONIALE riclassificato Gruppo Eni

ATTIVITA'	31.12.2004	31.12.2005
Attività correnti	20.260	20.112
Attività non correnti	48.852	52.741
TOTALE	**69.112**	**72.853**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	19.090	18.613
Passività non correnti	17.556	18.700
TOTALE	**36.646**	**37.313**
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.128	3.166
Patrimonio netto di Eni	30.338	32.374
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**32.466**	**35.540**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**69.112**	**72.853**

5.4. Il Conto economico del Gruppo

Tab. n.15

(milioni di euro)

GRUPPO Eni - CONTO ECONOMICO 2002-2005	2002	2003	2004	2005
Ricavi:				
Ricavi netti della gestione caratteristica	47.922	51.487	57.545	73.728
Altri ricavi e proventi	1.080	913	1.377	798
Totale ricavi	**49.002**	**52.400**	**58.922**	**74.526**
Costi operativi:	(34.996)	(37.732)	(41.592)	(51.918)
Ammortamenti e svalutazioni	(5.504)	(5.151)	4.931	5.781
Utile operativo	8.502	9.517	12.399	16.827
proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	(124)	(261)	664	548
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	13.063	17.375
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	(5.522)	(8.128)
Utile netto	**4.593**	**5.585**	**7.059**	**8.788**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	1,20	1,48	1,87	2,34

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2005 chiude con l'utile netto di 8.788 milioni di euro, con un aumento di 1.729 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 24,5% per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo di 4.428 milioni di euro (+35,7%) di cui 762 riferiti al maggior utile di magazzino sulle rimanenze, registrato in particolare nel settore E&P a seguito

dell'aumento del prezzo del barile e della crescita della produzione venduta di idrocarburi, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale, dall'accantonamento al fondo rischio di 515 milioni di euro dalla sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e gas, nonché dal venir meno delle plusvalenze nette sulle razionalizzazione di portafoglio effettuate nel 2004 dal settore E&P.

L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito.

La redditività del capitale investito (ROACE) ha raggiunto il 19,5% (16,6% nel 2004).

La struttura patrimoniale del gruppo Eni evidenzia anche nel periodo 2002-2004 un sostanziale equilibrio tra fonti ed impieghi di lungo termine, con la copertura lorda del capitale investito per oltre il 100%.

Si è assistito ad una leggera flessione della quota dei mezzi propri, che non compromettono il buon grado di patrimonializzazione dell'azienda e il corrispondente aumento nel ricorso ai mezzi dei terzi, che peraltro non ha inciso negativamente sugli oneri finanziari, in quanto l'andamento al ribasso dei tassi ha compensato l'aumento anche se lieve del ricorso al mercato dei capitali finanziari. Tale flessione degli oneri non risente neanche della mancata copertura dell'indebitamento a breve.

Il quadro patrimoniale e finanziario non evidenzia adeguatamente l'andamento e la capacità dell'impresa di creare reddito; per questo motivo si rivela più appropriato l'indice elaborato per il ROI, che consente di evidenziare il rapporto tra profitto e patrimonio.

Tale indicatore pone in rapporto il reddito operativo con l'importo del capitale investito netto operativo dell'anno di competenza, rivelando la capacità dell'attivo netto di produrre reddito con l'attività principale.

Nel 2004 l'indice è aumentato considerevolmente in quanto il reddito operativo ha raggiunto la cifra di 12.399 milioni di euro, rimanendo pressoché invariato il totale delle attività operative investite, mentre nell'ultimo esercizio è di 16.827 milioni di euro.

Nel 2004 i ricavi operativi hanno raggiunto i 57.545 milioni di euro grazie soprattutto alla crescita della produzione venduta di idrocarburi, gas naturale e del

margine di raffinazione, che hanno generato un flusso di cassa di 14.936 milioni di euro, mentre nel 2005 i ricavi sono saliti a 73.728 milioni di euro[9].

Il ROE (cioè la capacità dell'Eni di produrre reddito, rispetto al patrimonio netto, indipendentemente dal tipo di gestione) assume invece valori decrescenti, raggiungendo il 13% circa sia nel 2004 che nel 2005 rispetto al 16% del 2002.

E' una percentuale comunque elevata, che riflette la stabilità del valore dei mezzi propri ed il buon andamento della redditività operativa, anche in considerazione del fatto che la gestione finanziaria e straordinaria mantengono valori stabili.

In conclusione il miglioramento reddituale, che risente del buon andamento generale dell'attività caratteristiche del gruppo (Esplorazione, Produzione, Raffinazioni e Petrolchimico), più che ad un severo controllo dei costi operativi, che continuano a lievitare, è da imputare al ruolo di dominante nel mercato energetico italiano, soprattutto nel settore del gas, assunto dal gruppo.

Nel caso in cui il processo di liberalizzazione appena iniziato dovesse proseguire, l'Eni si troverebbe pertanto, a dover affrontare una flessione dei ricavi che richiederebbe necessariamente un aumento della produttività e l'apertura di nuovi mercati per il riequilibrio della gestione.

Conseguentemente i maggiori investimenti stanziati inizialmente col Piano strategico 2006-2009 (pari a complessivi 38 miliardi di euro) e successivamente incrementati di 25-30 miliardi di euro nel Piano straordinario 2006-2009, si propongono l'obiettivo di offrire servizi più competitivi a costi minori.

5.5 Risultati economici finanziari del primo trimestre 2006

Al fine di rendere maggiormente attuale l'andamento gestionale della società appare opportuno introdurre una sintetica rappresentazione dei primi dati dell'anno in corso.

Le informazioni economiche che seguono sono raffrontate col primo e quarto trimestre 2005, quelle patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2006 e al 31 dicembre 2005.

[9] I dati riportati sono stati adeguati ai principi IFRS.

Tab. n.16

CONTO ECONOMICO (milioni di euro)	**4 trim.2005**	**1 trim.2006**	**1 trim.2005**
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	21.506	23.584	17.445
Altri ricavi e proventi	318	209	184
Totale ricavi	**21.824**	**23.793**	**17.629**
Costi operativi	(15.684)	(16.739)	(12023)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.744)	(1.459)	(1.156)
Utile operativo	4.396	5.595	4.450
proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	48	282	42
Utile prima delle imposte	4.444	5.877	4.492
Imposte sul reddito	(2.237)	(2.747)	(1.915)
Utile netto	**2.105**	**2.974**	**2.445**

L'utile netto del 1° trimestre 2006 di 2.974 milioni di euro aumenta di 529 milioni di euro rispetto al 1 trimestre 2005 (+21,6%) per effetto del maggior utile operativo di 1.145 milioni di euro (+25,7%) parzialmente assorbito dalla crescita del tax rate di Gruppo (dal 42,6% al 46/%) determinata in particolare alla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore E&P in Paesi ad elevata fiscalità.

L'utile operativo a valori correnti di 5.501 milioni di euro - che esclude l'utile di magazzino di 94 milioni di euro – aumenta di 1.245 milioni di euro rispetto al 1 trimestre 2005 (+29,3%), a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nel settore E&P (+1.736 milioni di euro, pari al 67,6%) dovuto in particolare: all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione, alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (il 7,8%), all'impatto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro, con un effetto di circa 350 milioni di euro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti.

L'incremento del settore E&P è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti registrata nei settori:

- G&P per 342 milioni di uro (-22,6%) a causa essenzialmente dei minori margini di vendita del gas per effetto del nuovo regime regolatorio introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n.248/2004, nonché dei maggiore costi di approvvigionamento;

- Petrolchimica per 137 milioni di euro (-86,2%) a causa essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita;
- R&M per 84 milioni di euro pari al 66,7%, a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione.

Nel 1° trimestre 2006 i ricavi della gestione caratteristica (23.584 milioni di euro) sono aumentati di 6.139 milioni di euro rispetto al 1 trimestre 2005 (+35,2%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti e della crescita dei volumi venduti nei principali settori di attività, nonché dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Tab. n. 17
STATO PATRIMONIALE (in milioni di euro

	31.12.2005	**31.03.2006**
Capitale immobilizzato	54.291	53.876
Capitale di esercizio netto	(3568)	(4.988)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.045)
Capitale investito netto	**49.692**	**47.843**
Patrimonio netto compresi interessi 3 azionisti	39.217	41.552
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291
Coperture	**49.692**	**47.843**
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.054
A breve termine	5.345	3.674
A lungo termine	7.653	7.380
Disponibilità, titoli altri attività finanziari	(2.523)	(4.763)
Indebitamento finanziario netto	**10.475**	**6.291**

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31.12.2005 (+2,5%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi al 31.3.2006 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 500 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 420 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 80 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31.3.2006 ammonta a 47.843 milioni di euro con un decremento di 1.849 milioni di euro rispetto al 31.12.2005.

CAPITOLO VI

Principali provvedimenti normativi di interesse per l'Eni

Negli ultimi tempi si sono avuti una serie di interventi legislativi che hanno impatto sull'attività dell'Eni, a titolo esemplificativo la riforma del diritto societario e da ultimo la legge 28 dicembre 2005 n. 262 (tutela del risparmio). Dovuta attenzione va posta anche alla normativa statunitense quale il Sarbanes-Oxley Act, il testo unico in materia ambientale (Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152) e il recentissimo codice in materia di appalti (Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163). Dei numerosi interventi del legislatore, si evidenziano due novità specifiche per il settore energia rilevanti per l'attività dell'Eni:

a) Recepimento nuove direttive gas e energia elettrica e DDL Bersani

Il recentissimo "Schema di disegno legge recante misure per la liberalizzazione del mercato dell'energia per la razionalizzazione dell'approvvigionamento, per il risparmio energetico e misure immediate per il settore energetico" (c.d. DDL Bersani) approvato dal Consiglio dei Ministri il 9 giugno scorso riformula (articolo 1) i criteri per l'attuazione delle direttive gas e energia elettrica (2003/55/CE e 2003/54/CE). La disposizione si rende necessaria, essendo scaduto il termine di delega per il recepimento delle citate direttive, già contenuto nella legge Comunitaria 2004 (legge 18 aprile 2005, n.62).

I criteri di delega più significativi proposti nel DDL (che ricalcano in larga misura quelli contenuti nella legge Comunitaria 2004) riguardano:

- I cosiddetti tetti "antitrust" previsti dal decreto legislativo n.164/2000, la cui disciplina potrà essere riformulata "sulla base dello sviluppo atteso della situazione concorrenziale del mercato del gas naturale, tenendo conto del grado di terzietà delle infrastrutture di approvvigionamento all'estero e delle effettive possibilità di accesso dei terzi ai mercati esteri, purchè in presenza di effettive condizioni di reciprocità nel settore con le imprese di Stati non appartenenti all'Unione europea";
- L'attribuzione espressa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas del compito di indicare prezzi di riferimento non vincolanti per le forniture ai clienti civili e alle piccole imprese.

- L'adozione delle misure relative alla separazione societaria, organizzativa e decisionale tra le imprese operanti nelle attività del trasporto e della distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e dello stoccaggio di gas naturale, non escludendosi la previsione, "ove necessario, di "limiti alla partecipazione azionaria o forme di separazione proprietaria tra le attività di trasmissione di energia elettrica, trasporto e stoccaggio di gas naturale e le attività di produzione, approvvigionamento e vendita di energia elettrica e di gas naturale".

A parte la delega al recepimento delle direttive 2003/55/CE e 2003/54/CE – che, ove il DDL fosse approvato dal Parlamento, dovrà essere esercitata entro 12 mesi – il DDL Bersani contiene altre disposizioni volte, tra l'altro:

- alla promozione del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili;
- all'attribuzione espressa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di competenze su attività del gas ed elettrica "ai fini della tutela dei clienti finali e della realizzazione di mercati effettivamente concorrenziali",
- a ridurre il numero dei componenti il collegio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas da 5 a 3 (come disposto dalla legge n. 239 del 2004).

b) Partecipazione in Snam Rete Gas

La legge 23 dicembre 2005, n.266 (il cui articolo 1 comma 373 ha modificato l'articolo 1ter comma 4 del Decreto-Legge 29 agosto 2003, n.239[10]) ha fissato al 31 dicembre 2008 il termine entro il quale "ciascuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, anche attraverso le società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante, e comunque ciascuna società a controllo pubblico, non può detenere, direttamente o indirettamente .....quote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionale di trasporto di energia elettrica e di gas naturale".

Per effetto di tale disposizione, Eni sarà pertanto tenuta entro tale data a cedere la sua partecipazione in Snam Rete Gas (attualmente pari al 50,07%) per ridurla entro il limite del 20%.

[10] Convertito, con modificazioni, dalla Legge 27 ottobre 2003, n. 290

Le modalità di cessione, fatta salva l'ipotesi di offerta pubblica di vendita, dovranno essere stabilite con apposito Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ai sensi dell'articolo 1 comma 2 della legge 14 novembre 1995 n.481.

* * *

Da segnalare infine che, con DPCM 23 marzo 2006, Snam Rete Gas è stata individuata "ai sensi e per gli effetti cui all'art. 2, comma 1, del decreto-legge n. 332/1994, come società nel cui statuto, prima di ogni atti che determini la perdita di controllo della società stessa da parte dello Stato, deve essere introdotta una clausola che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze uno o più dei poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) dell'art. 2 del citato decreto-legge n. 332/1994, da esercitarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive". La determinazione dei poteri speciali dovrà essere oggetto di un successivo decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministero dello sviluppo economico.

Capitolo VII

Vicende e problematiche particolari

Premessa

L'Eni è parte in numerosi procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati allo svolgimento delle sue attività.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi, mentre per quelli che hanno dato luogo a vere e proprie azioni legali si rinvia al capitolo VIII.

7.1. Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato

7.1.1 Procedimento istruttorio su GNL

I fatti oggetto di procedimento si riferiscono al periodo tra il 1 ottobre 2002 ed il 30 settembre 2004.

In data 18 novembre 2005 veniva notificato all'Eni l'atto di avvio di un'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato per accertare l'eventuale abuso di posizione dominante in relazione all'assegnazione e all'utilizzo dell'intera capacità continua di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia della controllata GNL Italia s.p.a., in relazione agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004.

Contemporaneamente veniva eseguita un'ispezione presso gli uffici della divisione G&P che ha portato all'acquisizione di una serie di documenti relativi.

Secondo l'Autorità l'abuso sarebbe consistito in una "strategia escludente" posta in essere da Eni e dalla controllata GNL Italia s.p.a., al fine di escludere a terzi operatori, concorrenti di Eni nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, l'accesso al conferimento di capacità continua di rigassificazione.

Con successivo provvedimento notificato in data 10 maggio 2006, l'oggetto dell'indagine è stato ampliato anche all'anno termico 2004-2005, estendendo contestualmente l'istruttoria anche a Snam Rete Gas, controllante di GNL Italia.

Il 31 ottobre 2006 è il termine fissato di chiusura del procedimento.

7.1.2 Procedimento istruttorio sui rifornimenti aeroportuali (*jet fuel*)

Con provvedimento datato 9 novembre 2004 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato è stata avviata un'istruttoria avente ad oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*).

Oggetto di essa sono sei società petrolifere nazionali, tra cui Eni, e alcune società controllate che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma e Milano, al fine di verificare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, consistente nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree.

Il 22 dicembre 2005 l'Antitrust nella comunicazione delle risultanze istruttorie (CRI) ha sostenuto che le società petrolifere Eni, Esso, Kuwait, Shell/Shell IAV e Total hanno violato l'art.81 CE al fine di stabilizzare le rispettive quote di mercato, ostacolare l'ingresso di nuovi operatori e falsare l'esito delle contrattazioni con le compagnie aeree.

Il 20 giugno 2006 è stato notificato il procedimento di chiusura del procedimento che tra l'altro infligge all'Eni una sanzione determinata in 117 milioni di euro.[11]

La società sta valutando l'eventualità di un ricorso al Giudice amministrativo.

[11] Ha altresì disposto le seguenti sanzioni : per la società ESSO:66.690.000 euro; per la società Kuwait: 46.800.000 euro; per la società Shell:53.320.000 e per la Shell IAV 3.140.000 euro; per la società Tamoil: 19.620.000 euro; per la società Total: 8.860.000 euro.

7.1.3 Programma di Antitrust compleance

Nel dicembre 2005 l'Eni ha avviato un programma di Antitrust Compleance finalizzato all'adozione di un "codice di condotta" in materia di concorrenza, al fine di individuare le aree più a rischio e più direttamente esposte a comportamenti rilevanti a fini antitrust.

7.2. Intervento della Commissione delle Comunità Europee

Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee al fine di verificare l'eventuale partecipazione di Eni s.p.a. e delle sue controllate, a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza nel settore delle paraffine.

La Commissione afferma, in base ad informazioni in suo possesso, che le suddette intese consistano nella fissazione dei prezzi, nella ripartizione di clienti e nello scambio di informazioni commerciali relative alle capacità di produzione ed ai volumi di vendite, con i concorrenti.

Il 3 novembre 2005 la Commissione ha trasmesso una formale richiesta di informazioni in merito all'attività del Gruppo Eni che ha fornito risposta in data 29 novembre.

Si è in attesa di ulteriori sviluppi.

7.2.1 Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori europei nel settore del gas naturale

Nell'ambito delle iniziative di accertamento avviate il 16 maggio 2005 dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, è stata notificata a Eni s.p.a. la decisione della Commissione n.C(2006)1920/1, del 5 maggio 2006.

Con tale decisione è stato ingiunto a Eni s.p.a. e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi ad un accertamento ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 4, del Regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di

comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura di gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto di gas naturale.

Nell'ambito dell'accertamento disposto dalla decisione citata, funzionari della Commissione Europea hanno proceduto ad ispezioni e all'acquisizione di documenti presso le sedi di Eni e di altre società del Gruppo.

Analoghe iniziative sono state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio.

7.2.2 Intervento della Commissione delle Comunità Europee e dell'Antitrust Statunitense

Nel settembre 2002 sono state avviate, contestualmente dalle autorità americane ed europee, indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust commesse tra produttori di varie tipologie di gomme sintetiche, tra i quali Syndial e Polimeri Europa.

Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M in relazione al quale la Commissione Europea l'8 marzo 2005, ha notificato a Polimeri Europa, a Syndial e a Eni (in qualità di controllante) la comunicazione degli addebiti, aprendo pertanto la procedura di infrazione. Si è ancora in attesa della decisione della Commissione dopo l'audizione del 27 luglio 2005.

Le indagini si sono poi estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SBR e SSBR.

In relazione all'SSBR il 26 gennaio 2006 la Commissione ha comunicato l'archiviazione, mentre per il BR e l'SBR la Commissione ha aperto una procedura di infrazione, è in corso un supplemento di indagine.

Anche negli stati Uniti l'EP(D)M è stato oggetto di indagine da parte dell'autorità penale di San Francisco che ha richiesto informazioni e documenti alla Polimeri Europa Americas Inc..

Sono state avviate azioni collettive (class action) in sede civile per il risarcimento del danno derivante da presunta infrazione. Nel luglio 2005 è stato sottoscritto da Syndial un *settlement agreement* della *class action* civile che

prevede il pagamento di circa 3,2 milioni di dollari, accordo approvato dal Giudice federale.

Le indagini relative all'NBR hanno determinato l'instaurazione di class action in sede civile, mentre quella avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori.

Relativamente al Cr, Syndial ha raggiunto un accordo con l'autorità indagante che prevede il pagamento di 9 milioni di dollari a fronte della rinuncia da parte americana a proseguire l'azione penale. L'accordo è stato approvato dal Giudice federale il 27 giugno 2005. E' stata inoltre conclusa una transazione per la class action in sede civile con il pagamento di 5 milioni di dollari, approvata anch'essa dal giudice federale l'8 luglio 2005.

Ad oggi sono pendenti unicamente i procedimenti avanti alla Commissione europea.

A fronte di questi contenziosi Eni ha stanziato un fondo.

7.3 Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio

Con delibera n.37/06 del 23 febbraio 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato nei confronti di alcuni esercenti l'attività di vendita del gas, tra cui Eni SpA, un'istruttoria per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006.

Per l'anno termico di stoccaggio 2004-2005 e per il periodo 1° ottobre 2005-31 dicembre 2005 dell'anno termico 2005-2006 l'Autorità ipotizza, in particolare, un utilizzo del servizio di stoccaggio di modulazione caratterizzato da un prelievo superiore ai quantitativi che, in ragione dell'effettivo andamento climatico, sarebbero stati necessari per soddisfare le esigenze per le quali l'impresa di stoccaggio ha riconosciuto priorità nel conferimento della capacità di stoccaggio.

Il termine di chiusura dell'istruttoria scade ai primi di agosto 2006.

7.4. Eni, Gazprom e la crisi energetica

Il 10 maggio 2005 L'Eni siglava con la società russa Gazprom[12] una bozza di accordo teso a modificare i contratti decennali di fornitura di gas.

Si prevedeva che, in cambio dell'allungamento dei contratti di approvvigionamento del gas dalla Siberia dal 2017 al 2027, l'Eni si impegnava a ridurre di 2 miliardi di mc/anno a partire dal 2006 le sue importazioni dalla Russia per cederli alla società Gazeport, interamente controllata da Gazprom, che a sua volta avrebbe continuato a venderli in Italia attraverso una società viennese, costituita da Gazprom ed altri soci privati tra cui alcuni italiani.

L'accordo venne meno perchè fortemente criticato dall'Antitrust sulla base della considerazione secondo la quale è impensabile che Gazprom possa vendere i 2miliardi mc/cubi liberati da Eni ad un prezzo inferiore a quello praticato alla stessa Eni che di miliardi di metri cubi ne acquista da Gazprom dieci volte di più.

Tuttavia nell'ottobre 2005 i vertici Eni e Gazprom concordavano di promuovere nuovi accordi nelle attività di esplorazione di idrocarburi in Russia, nella vendita di prodotti petroliferi fuori della Russia e nella commercializzazione di gas in Europa.

Questo nuovo negoziato, esteso anche al settore petrolifero, presuppone un'intesa nuova e più ampia tra Eni e la società russa anche nella ricerca e produzione di petrolio, nuovo capitolo reso possibile adesso dalla recente acquisizione da parte di Gazprom della società Sibneft petrolifera russa.

La Russia dopo l'Arabia Saudita è il secondo produttore di petrolio e prima assoluta di gas naturale: davanti agli USA come produttore e all'Iran per le riserve.

Gazprom da sola detiene il 16% delle riserve mondiali e dalle sue forniture dipende l'Europa occidentale, sempre più legata al metano come fonte sostitutiva di petrolio e a maggior ragione l'Italia, che ha fatto una scelta energetica quasi esclusiva, avendo scelto di utilizzare il gas non solo per usi domestici, ma soprattutto per produrre il 60% circa di energia elettrica, a fronte del 4% di Francia e dell'11% della Germania.

---

[12] Compagnia sorta nel 1965, derivata dal Ministero sovietico per la produzione del gas, è la più grande compagnia produttrice di gas del mondo, controllando un terzo delle riserve mondiali. La proprietà di Gazprom è per il 40% ancora statale.

Appare chiaro che la crisi di cui siamo stati testimoni nell'ultimo inverno (che ha richiesto l'utilizzo dello stoccaggio strategico) ha radici nell'attuale sistema di oligopolio delle forniture da parte dei paesi produttori, i quali, visto le alte quotazioni dei prezzi (il petrolio viaggia oltre i 70 dollari il barile) e l'attuale fame di energia, sono le aziende fornitrici come Gazprom e l'algerina Sonatrech i veri attori del mercato.

Non appare impossibile, quindi, immaginare una prossima nuova crisi energetica che potrebbe essere ben più grave di quella dello scorso inverno, quando tra Russia e Ucraina scoppiò la guerra dei gasdotti e fu l'Europa a farne le spese, perché è sempre più palese la strategia economico - politica del gigante russo volta ad entrare nei mercati della distribuzione dei Paesi che comprano il suo gas per aumentare i margini di guadagno senza aumentare la produzione, passando da semplice fornitore di materie prime a protagonista di primo piano del lucroso mercato della distribuzione ai privati, acquisendo contemporaneamente un ruolo di preminenza nella politica energetica mondiale.

E tale obiettivo appare così strategico per la Russia che oltre che in Italia sta cercando di attuarlo in altri paesi europei (recenti le manovre difensive della Gran Bretagna per impedire l'offensiva di Gazprom sulla società britannica di distribuzione di gas Centrica, recente anche l'interesse per il mercato belga).

Ove non riuscisse in Europa l'intendimento russo è di rivolgersi a altri mercati.

Le tensioni fra Russia e Ucraina hanno dimostrato come il gas sia utilizzabile per fini politici, ed allo stato dei fatti la situazione energetica italiana non è di immediata conversione, di conseguenza appare necessario allargare quanto prima il nostro orizzonte di approvvigionamento di gas, ampliando il numero dei rifornitori.

Il 90% del gas arriva in Italia attraverso i gasdotti: il 33% del gas importato nel 2005 proviene dalla Russia, il 36% dall'Algeria, il 22% dal Nord Europa, il 6% dalla Libia e il restante 3% proviene dalle importazioni via nave di gas naturale liquefatto.

Per uscire da tale impasse è pertanto necessario rivolgersi a produttori più lontani (Indonesia, Egitto ecc.) di gas liquido che può arrivare in Italia via nave.

Ma tale gas deve essere poi rigassificato e in Italia l'ultimo rigassificatore è stato costruito nel 1967, dopo di ciò non si è riuscito a costruirne altri.

Indispensabile è percorrere anche tutte le fonti alternative di energia, dal carbone pulito, all'idrogeno, ai biocarburanti, in quanto la forte dipendenza dal gas ci colloca in una posizione di maggior rischio rispetto agli altri paesi europei.

7.5 EniPower

L'EniPower è stata costituita alla fine del 1999 con la missione di operare nel settore della produzione e commercializzazione di energia elettrica, per la realizzazione delle centrali elettriche si è avvalsa di strutture specialistiche del Gruppo e soprattutto dei lavori della Snamprogetti, che si è inizialmente sviluppato sulla base della "Procedura per l'aggiudicazione dell'appalto per la fornitura di turbine, generatori e caldaie a recupero ad EniPower s.p.a." fornendo la propria assistenza specialistica.

Nel 2004 la magistratura milanese iniziò indagini sugli appalti commessi dalla EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower.

All'EniPower, committente, ed alla Snamprogetti, appaltatore di servizi di ingegneria e approvvigionamento, in data 29 luglio 2004 venivano notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (d.lgs. n.231/2001).

Dalle indagini effettuate emergeva il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa ad un suo dirigente, che è stato subito licenziato.

Nell'adunanza del 10 agosto 2004 il Consiglio di amministrazione dell'Eni esaminava la situazione e condivideva la scelta dell'Amministratore delegato di costituire una *task force* al fine di verificare il rispetto delle procedure di gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e forniture e loro esecuzione.

Dagli accertamenti effettuati emergeva che l'assegnazione di gran parte delle forniture era effettuata in esito a specifiche gare eseguite, nel rispetto delle procedure, con bando assoggettato alla normativa comunitaria dei c.d. "settori esclusi" (contratti per acquisto di materiali superiori a 400.000 euro e contratti per appalto lavori superiori a 5.000.000 euro); che le modifiche/varianti ai contratti risultavano generalmente definite a lavori eseguiti o in corso di completamento; il sostanziale rispetto, nella gran parte dei casi, delle procedure di progetto

concordate contrattualmente tra la Snamprogetti e l'EniPower che, come sopra detto, regolano le attività di servizio tra le due società; e la validità tecnica delle operazioni effettuate dalla Snamprogetti.

Inoltre, sotto il profilo procedurale, l'esito degli accertamenti ha fatto ritenere opportuno rivedere alcune procedure operative interne, sono inoltre stati effettuati incontri formativi ed informativi per il personale della direzione approvvigionamenti e di quella di gestione progetti.

Dagli accertamenti effettuati non appare l'emersione di inadeguatezze strutturali nell'organizzazione o nel sistema di controllo interno.

Le analisi per alcuni aspetti sono state effettuate anche da consulenti esterni.

Congruità dei valori di approvvigionamento.

Va premesso, anzitutto, che poiché ad oggi non sono ancora stati depositati gli atti nell'ambito del procedimento penale pendente avanti al Tribunale di Milano, la società non ha un quadro sufficientemente completo per poter ricostruire l'eventuale danno subito ovvero il favore accordato alle società che avrebbero erogato dazioni illecite.

In più occasioni il Top Management delle due società ha indicato direttamente e/o indirettamente il perseguimento e l'ottenimento delle condizioni di mercato. Ciò senza pregiudizio per la valutazione dei danni arrecati alle società del Gruppo, in conseguenza dei fatti di cui all'indagine.

In particolare:

- nella riunione del 10 agosto 2004 del Consiglio di Amministrazione dell'Eni, il Presidente- Amministratore delegato EniPower ha fatto presente che "il costo consuntivato di tutti gli investimenti realizzati dall'EniPower è stato sempre inferiore a quello indicato nel relativo budget" e che i fatti in questione "non hanno comportato costi superiori a quelli ordinari e perciò non hanno riflessi sul bilancio della società."
- nella riunione congiunta del 30 agosto 2004 del Comitato per il controllo interno e del Collegio Sindacale dell'Eni, il Presidente della Snamprogetti ha fatto presente di ritenere "irragionevole l'ipotesi che i prezzi delle forniture non siano adeguati al mercato e quindi anche il valore degli investimenti iscritti a libro."
- nella riunione del 23 settembre 2004 del Collegio sindacale dell'Eni:

- il Presidente della Snamprogetti ha informato che "il Consiglio di amministrazione delle Snamprogetti ha escluso impatti sui valori contabili nella situazione al 30 giugno 2004";
- il Presidente Amministratore delegato EniPower ha rappresentato che "Dalle analisi effettuate sui costi sostenuti da EniPower SpA non risulta che siano stati sostenuti costi 'fuori mercato' per la realizzazione delle centrali." e che "i casi di superamento del dato medio sono stati esaminati e non presentano anomalie, in quanto i costi aggiuntivi sono imputabili essenzialmente a costi straordinari di bonifica (Brindisi)."

Sviluppi giudiziari

Il Responsabile Affari Legali dell'EniPower, con nota del 6 giugno 2006 ha fatto presente che alla data attuale "non si è ancora avuta comunicazione circa l'avvenuta chiusura delle indagini preliminari, (a carico EniPower) né alcun provvedimento a stralcio per l'archiviazione della sua specifica posizione di indagata[13], sebbene la società, come del resto rappresentatole dai propri difensori, abbia ogni ragione per attendersi tale formale esito positivo."

Di recente è stata raggiunta da analoga informazione di garanzia la consociata Snamprogetti che svolgendo la funzione di appaltatore di EniPower spa in forza di apposito contratto di appalto di servizi di ingegneria relativo all'articolato programma di investimenti per nuove centrali termoelettriche di EniPower, conservava e conserva tutt'ora gran parte della documentazione concernente le gare relative a tale programma.

Prosegue, avanti il Tribunale di Milano, Sez. lavoro, il giudizio di opposizione al decreto ingiuntivo notificato dal dipendente licenziato per il pagamento di spettanze retributive non corrisposte dalla Società all'atto del licenziamento (circa 74.000 euro).

EniPower ha presentato domanda, innanzi al Tribunale di Milano, di risarcimento danni per oltre 4 mln/euro con richiesta di sequestro conservativo che è stata accolta fino a "(..) concorrenza di 2 milioni di euro."

Il dipendente licenziato ha inoltre intrapreso "una seconda azione 'lavoristica' avanti il Tribunale di Milano per (..) preteso 'demansionamento' ed ingiustificato

[13] Per quanto noto Snamprogetti versa nella stessa situazione.

licenziamento (...). Il ricorrente ha domandato la reintegra o, in subordine, un consistente risarcimento (...) dei danni asseritamene a lui causati."

Infine, il 26 aprile 2006 la Procura regionale per la Lombardia della Corte dei Conti ha notificato il sequestro conservativo di beni, mobili e non, del dipendente licenziato per complessivi euro 2,950 milioni circa presso terzi (incluso l'INPS).

L'atto è unico anche per il sequestro dei beni, fino all'importo di euro 1,386 milioni circa, contestualmente disposto nei confronti di un altro dipendente Snamprogetti egualmente indagato per il procedimento

7.6 Eni e l'ambiente

Le attività di Eni per loro natura comportano rischi industriali e ambientali in quanto gestisce e possiede impianti industriali, quali raffinerie e complessi petrolchimici, che presentano rischi elevati di incidenti, come esplosioni, incendi, emissioni di gas nocivi, fuoriuscite di prodotti tossici e produzione di rifiuti non biodegradabili, con conseguenze immaginabili sia per le persone che per l'ambiente.

Per la valutazione e gestioni dei rischi industriali e ambientali Eni ha adottato norme e standard di comportamento in linea con la direttiva Seveso II dell'UE.

Per assicurarsi che le attività operative in tutti gli ambiti di presenza vengano svolte minimizzando gli impatti ambientali, Eni ha sviluppato un complesso sistema di gestione HSE certificato da verificatori accreditati a livello internazionale.

Prima di avviare un'attività, in qualunque parte del mondo, viene realizzata la valutazione di impatto ambientale. Durante l'esercizio, l'attività produttiva è monitorata attraverso metodologie che consentono di ottenere segnali precoci di possibili impatti sull'ambiente. A conclusione della realizzazione di un'opera il territorio è restituito nelle condizioni preesistenti e, ove non sia possibile, Eni si impegna al recupero e alla riqualificazione dell'ambiente.

In tale contesto, Eni ha acquisito un'esperienza particolarmente significativa nella posa dei gasdotti. Il tracciato è scelto, tra diverse alternative sulla base di considerazioni relative all'impatto ambientale, alla sicurezza del trasporto e alla fattibilità tecnico-economica. Nella fase di costruzione vengono scavate delle trincee per la posa delle tubazioni utilizzando tecnologie che interferiscono il meno possibile

con l'ambiente circostante. Una volta terminata la posa viene effettuata un'accurata operazione di ripristino in modo da riportare il terreno nelle condizioni originali.

Eni è impegnata altresì a salvaguardare la biodiversità in tutti i contesti in cui si trova a operare.

L'attività ha l'obiettivo di valutare e ridurre i potenziali impatti derivanti delle attività petrolifere e di sviluppare best practice volte ad integrare la conservazione della biodiversità sia nel sistema di gestione ambientale che nelle attività operative. Un esempio dell'approccio in questo campo è rappresentato dal progetto AgriBioDiversity che Eni sta realizzando nel sud d'Italia in collaborazione con un partner.

Nell'area industriale della Val d'Agri si è conclusa la prima fase del progetto di caratterizzazione e valutazione dello stato della biodiversità nelle zone interessate dalle attività petrolifere. Le attività in corso vengono condotte sia su scala territoriale, integrando indagini ecologiche con studi relativi al contesto socio-economico, che a livello sito specifico. Le prime hanno l'obiettivo di fornire un quadro generale dell'area che identifichi gli attributi salienti dell'ecosistema locale, metta in luce i cambiamenti di lungo periodo dovuti a fattori esterni e gli effetti legati alle attività petrolifere.

Le attività condotte a livello sito specifico sono invece focalizzate in zone direttamente interessate dalle operazioni petrolifere, selezionate durante le visite esplorative e tenendo anche conto delle indicazioni emerse nel corso delle consultazioni con gli *stakeholder* locali. Come indicatori biologici, vengono utilizzate specie floro-faunistiche sia selvatiche che domestiche fra cui licheni, faggi, salamandre, picchi, imenotteri e animali da pascolo. Fra gli indicatori socio-economici, viene valutata l'impronta ecologica della popolazione e le tendenze di lungo periodo nell'utilizzo delle risorse ambientali.

Per il monitoraggio e la valutazione della qualità ambientale delle aree operative Eni ha anche in corso delle attività di monitoraggio ecotossicologico basate sull'utilizzo dei biomarker che consentono di rilevare segnali precoci di esposizione a sostanze tossiche.

Nel 2003 ha introdotto il Modello di Sistema di Gestione (MSG), procedura quadro applicata in tutte le unità operative, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo riesame dei risultati, orientato alla prevenzione

dei rischi, al monitoraggio sistematico ed al controllo delle performance HSE (Salute, sicurezza, Ambiente) che prevede anche audit di tali processi.

Al 31 dicembre 2005 sono stati svolti sei *audit* e quattro sono in programma per l'esercizio in corso.

Sul fronte HSE sono stati registrati nel 2005 i minimi storici degli incidenti infortunistici per il personale e la spesa annuale è aumentata del 33% rispetto al 2004 per un totale di 1.496,7 milioni di euro, con l'obiettivo di rispondere alle attese degli *stakeholder* sia sotto il profilo della sicurezza che della tutela ambientale.

Il cambiamento climatico connesso all'aumento delle emissioni di gas serra (GHG) rappresenta un tema ambientale globale con impatto sui sistemi economici, sulle popolazioni e sulle generazioni future. La grande rilevanza nell'agenda internazionale è indipendente rispetto alle congiunture energetiche e alle diverse posizioni dei singoli Paesi.

Con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto nel 2005 e la successiva Conferenza delle Parti di Montreal (COP 11), il cambiamento climatico è diventato il tema ambientale più importante per l'evoluzione del settore energetico.

A partire dal 1 gennaio 2005, è stato avviato in Europa lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS) per la mitigazione dei rischi del cambiamento climatico, che coinvolge le installazioni industriali con le maggiori emissioni di CO_2.

In tale ambito, Eni è uno dei maggiori attori europei e in Italia è il primo gruppo industriale per numero di impianti coinvolti (61 impianti pari al 7% delle installazioni totali) e il secondo per quote attribuite dal Piano Nazionale di Assegnazione (22,4 $MtCO_2$ nel 2005, pari a circa il 10% delle quote complessivamente assegnate).

Per partecipare all'ETS, Eni ha introdotto processi organizzativi, coinvolgendo oltre 200 esperti, per monitorare e contabilizzare le emissioni in tutti gli impianti gestiti nel mondo, pianificare interventi e investimenti per la riduzione delle emissioni, diffondere le conoscenze e le *best practice* all'interno dell'organizzazione, attuare un piano di bilanciamento interno delle emissioni, valorizzare il surplus generato.

Oltre alla partecipazione all'ETS, Eni sta sviluppando un portafoglio di progetti di riduzione delle emissioni basati sui Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto (CDM - Clean Development Mechanism e JI - Joint Implementation).

E' stato sottoposto al CDM Executive Board il progetto di generazione elettrica realizzato a Kwale in Nigeria, che impiega il gas associato prima bruciato in torcia e genera riduzioni di emissioni pari a 1,5 $MtCO_2$/anno.

L'impianto di Kwale contribuisce allo sviluppo sostenibile della Nigeria, aumentando la capacità di generazione elettrica di circa il 13% e riducendo le emissioni di gas serra (GHG).

Questo progetto si inserisce nell'ambito di un Accordo Volontario, firmato nel 2003, tra Eni e il Ministero dell'Ambiente italiano con l'obiettivo di ridurre le emissioni GHG assegnate dal Protocollo di Kyoto. In parallelo allo sviluppo di iniziative CDM, Eni ha iniziato lo studio delle opportunità di progetti JI nei Paesi più promettenti.

Rischi di costi e responsabilità ambientali sono, pertanto, inerenti ad alcune attività e prodotti Eni e, quindi, non può essere escluso con certezza che la società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché allo stato attuale delle conoscenze, è difficile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenendo conto tra l'altro dell'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente n.471/1999, degli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente quali quelli derivanti dal decreto del Ministro dell'ambiente n.367 /2004 riguardante la fissazione di standard di qualità dell'ambiente acquatico per le sostanze pericolose e dal d.lgs. n.59/2005 in materia di autorizzazione ambientale integrata, dall'applicazione della direttiva 2004/35/CE relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, richiamata dalla legge finanziaria 2006.

Infine, il 10 febbraio 2006 è stato approvato dal Governo il c.d. "Codice ambientale", tale codice recepisce inoltre la direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale, la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare eventuali conseguenze anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

7.7 Progetto Fondazione

Con deliberazione del Consiglio di amministrazione del 21 giugno 2006 l'Eni ha deliberato la costituzione di una fondazione avente lo scopo di dotare l'Eni di uno strumento idoneo al miglioramento complessivo della propria capacità di dare risposte coerenti, coordinate ed efficaci alle crescenti aspettative della società civile, in particolare dei propri *stakeholder* di riferimento, in termini di coinvolgimento attivo in iniziative di solidarietà sociale, in Italia e all'estero.

In concreto la Fondazione svolgerà un'attività di assistenza sociale su specifiche problematiche definite da un "Regolamento" adottato dal Consiglio di amministrazione e quindi modificabile nel tempo.

Capitolo VIII
Contenziosi rilevanti

8.1 Ambiente

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela avviava un'indagine al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria.

Nel novembre 2002 veniva notificato l'atto di costituzione di parte civile da Italia Nostra e dall'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni di 15.050 milioni di euro.

All'esito dell'istruttoria dibattimentale, nel luglio 2003 il giudice competente pronunciava ordinanza con la quale, ravvisando la più grave ipotesi di cui all'art. 440 del codice penale (adulterazione di acque e di sostanze alimentari), disponeva la trasmissione degli atti al Pubblico Ministero.

Nel giudizio si costituivano parti civili tre associazioni ambientaliste che hanno chiesto a titolo risarcimento danni la somma complessiva di 551 milioni di euro. Due delle tre associazioni hanno citato altresì la Raffineria di Gela SpA quale responsabile civile.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela promuoveva un'indagine in relazione ad asserite emissioni provocate da diversi impianti della raffineria di Gela che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di cittadini di Gela, nonché per non avere dichiarato tali emissioni in violazione del D.P.R. n. 203/1988. L'indagine sfociava in un decreto di citazione a giudizio per fatti avvenuti dal 1997. Si sono costituiti parte civile il Comune di Gela, la Provincia di Caltanissetta e altri, con richiesta di risarcimento danni di complessivi 878 milioni di euro. Il giudizio di 1° grado è pendente innanzi al Tribunale Penale di Gela.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Enti locali, associazioni

ambientaliste, proprietari di terreni che sarebbero stati danneggiati si sono costituiti parte civile. Il 17 gennaio 2005 si è concluso il secondo incidente probatorio volto ad accertare quali siano le emissioni provenienti dal sito di Gela che avrebbero determinato i presunti danni lamentati. Il 3 febbraio 2006 è stato depositato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti.

Il Giudice per le indagini preliminari il 7 novembre 2003 ha accolto la richiesta della Procura di procedere con incidente probatorio alla verifica dello stato dei serbatoi della raffineria stessa, nonché di accertare se da eventuali rotture degli stessi possano essersi verificate perdite di prodotti petroliferi nel terreno con possibile inquinamento delle falde sottostanti la raffineria.

Lo stesso Giudice accogliendo un'ulteriore richiesta della Procura della Repubblica di Gela, il 3 novembre 2003, aveva disposto il sequestro preventivo di 92 serbatoi della raffineria, successivamente dissequestrati a eccezione di 9 che non interferiscono con la piena operatività ed efficienza della raffineria. La relazione depositata dai consulenti del Pubblico Ministero è in corso di esame nelle udienze di trattazione.

Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo per avvelenamento doloso di acque destinate al consumo umano e disposto una consulenza tecnica, in corso di espletamento, volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. Il procedimento si trova nella fase di indagini preliminari.

In relazione a indagini giudiziarie sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, il 21 maggio 2004 il Nucleo Operativo Ecologico dei Carabinieri di Venezia, in esecuzione del provvedimento del Giudice dell'udienza preliminare presso il Tribunale di

Rovigo, ha posto sotto sequestro preventivo i giacimenti Dosso degli Angeli, Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e le piattaforme e i pozzi ivi esistenti.

Il 10 giugno 2004, su ricorso della difesa, il Tribunale del riesame di Rovigo ha ordinato il dissequestro dei giacimenti Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e delle piattaforme e pozzi ivi esistenti, decisione confermata il 10 marzo 2005 dalla Corte di Cassazione. Il 5 febbraio 2003, con analogo provvedimento del Tribunale di Rovigo, era stato eseguito il sequestro preventivo della piattaforma Naomi/Pandora, dei pozzi Naomi 4 Dir, Naomi 2 Dir, 3 Dir - Pandora 2 Dir e della condotta sottomarina per il trasporto della produzione a Casalborsetti. Eni ritiene di avere sempre agito nel rispetto delle leggi munita delle necessarie autorizzazioni.

Tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo, da cui traggono origine le richieste di sequestro, Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, presieduta dal prof. Enzo Boschi, professore ordinario di sismologia presso l'Università degli Studi di Bologna e presidente dell'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia, e composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo.

Il procedimento è in fase di dibattimento di primo grado e, in data 11 maggio 2006, il Tribunale ha autorizzato la costituzione di parte civile di Regione Veneto, Ente Parco delta del Po, Provincia di Ferrara, di Venezia, Comune di Venezia, Comune di Comacchio, Provincia di Rovigo, più due soggetti privati. A sua volta, l'Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile.

Inoltre, su istanza di competenza funzionale, il Tribunale ha deciso di trasferire il processo al Tribunale monocratico di Adria derubricando il principale capo di imputazione da disastro ambientale, che non si sarebbe quindi verificato, a pericolo di disastro. L'udienza davanti al Tribunale monocratico di Adria è fissata per il 31 ottobre 2006.

8.2 EniPower SpA

Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. Si è in attesa dello svolgimento dell'udienza preliminare circa la decisione sulla richiesta di rinvio a giudizio, tra gli altri, del rappresentante legale di EniPower.

8.3 Polimeri Europa SpA

Avanti al Tribunale di Gela si è svolto un procedimento penale concernente la presunta violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti per quanto riguarda l'impianto ACN e l'utilizzo del FOK prodotto dall'impianto di *steam cracking* concluso con sentenza di condanna e e riconoscimento in via equitativa di un danno ad un'associazione ambientalista costituitasi in giudizio e con rinvio al giudice civile per le determinazioni delle ulteriori richieste di danno La sentenza è stata impugnata. La prima udienza del processo d'appello è stata rinviata al 5 dicembre 2006.

8.4 Syndial SpA (Ex Enichem SpA)

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation

Italia SpA (EVC Italia), dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. Le istanze istruttorie sono state depositate, si è in attesa che il giudice sciolga la riserva in merito.

Con lo Stato (Presidenza del Consiglio e Ministero dell'Ambiente) si è concluso un accordo transattivo, per i danni al sito di Porto Marghera con la previsione del pagamento da parte di Syndial di 140 milioni di euro di cui parte come contributo al magistrato delle Acque di Venezia.

Il 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di alcuni dipendenti dello stabilimento di Priolo dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento.

Il 15 marzo 2006, il Giudice delle indagini preliminari, accogliendo la richiesta del Pubblico Ministero, ha disposto l'archiviazione del primo procedimento sopra menzionato nei confronti dei dipendenti Syndial per irrilevanza del contributo causale nell'inquinamento del mare da mercurio.

Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro.

Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, rappresentate dall'Avvocatura dello Stato, hanno convenuto Syndial davanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale (sotto le diverse componenti dell'inquinamento del suolo, dell'aria e delle acque, considerando i riflessi a carico dell'ambiente, delle condizioni di vita in generale e della salute degli abitanti) provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto al petitum e causa petendi alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

8.5 Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento ed ha irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro e ha chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate.

La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti.

Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n.9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

8.5.1 Procedimento istruttorio sul gasdotto TTPC

Il 15 febbraio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni SpA il provvedimento finale di chiusura del procedimento istruttorio avviato nel febbraio 2005 per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante.

I fatti che avevano portato all'avvio dell'istruttoria si riferivano ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che considerò risolti di diritto i contratti di trasporto *ship-or-pay* stipulati il 31 marzo 2003 con quattro shipper aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC per il mancato avverarsi delle condizioni sospensive, ritenendo perciò di non dover procedere al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Nel gennaio 2006 Eni ha proposto, nell'ambito del procedimento, l'adozione di misure pro-concorrenziali, a mitigazione degli effetti dell'asserito abuso di posizione dominante, tra cui in particolare il potenziamento del gasdotto TTPC (Tunisia) per l'importazione in Italia del gas naturale algerino: 3,2 miliardi metri cubi/anno dal 1° aprile 2008 e per ulteriori 3,3 miliardi metri cubi/anno dal 1° ottobre 2008.

Con il provvedimento notificato il 15 febbraio 2006 l'Autorità ha deliberato che la condotta posta in essere da Eni s.p.a., tramite la propria controllata TTPC, costituisce abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE.

L'Autorità ha pertanto inflitto ad Eni una sanzione amministrativa. L'entità di tale sanzione è stata ridotta da 390 milioni a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno della società di attuare le misure pro-concorrenziali proposte secondo gli impegni assunti.

Sia Eni s.p.a. che TTPC Ltd (controllata al 100% da Eni s.p.a.) hanno appellato davanti al TAR Lazio la decisione suddetta al fine di ottenerne l'annullamento, l'udienza di discussione del merito è stata fissata per il 12 luglio.

8.6 Consorzio TSKJ - Indagini della SEC e di altre Autorità

La Securities and Exchange Commission degli USA (SEC) ha notificato a Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui Eni ha prontamente aderito, al fine di acquisire documentazione e altri elementi informativi concernenti il consorzio TSKJ in merito alla costruzione in Nigeria (Bonny Island) di impianti di liquefazione di gas naturale.

Il consorzio TSKJ è partecipato al 25% dalla Snamprogetti (Eni 100%) e, per la restante parte, da controllate della Halliburton/KBR, della Technip e della JGC. Le indagini della *SEC* riguardano presunti pagamenti impropri a pubblici ufficiali da parte della TSKJ.

Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità. Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla *SEC* e alle altre Autorità la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria.

8.7 Interventi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere n.26 del febbraio 2002 e n.49 del marzo 2002 fissava i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al periodo aprile 2002/ marzo 2006.

La Stoccaggi Gas Italia (Stogit) vistasi rigettare le proprie tariffe, pur applicando le delibere dell'Autorità le impugnava avanti il TAR Lombardia per ottenerne l'annullamento.

Con sentenza del 29 settembre 2003 il TAR respingeva il ricorso e successivamente anche l'appello presentato al Consiglio di Stato veniva ugualmente respinto in data 26 gennaio 2006.

8.7.1 Determinazione delle tariffe di vendita gas – Contenzioso sulle delibere AEEG n. 248/04, n. 298/05, n. 63/06 e n. 65/06

La Delibera 248/04, emanata il 29 dicembre 2004 dall'Autorità, modifica dal 1° gennaio 2005 le tariffe ai clienti tutelati; la modifica di maggior rilevanza riguarda il sistema di indicizzazione della componente tariffaria destinata alla copertura dei costi di approvvigionamento[14] (Qe), con l'introduzione di una "clausola di salvaguardia" che riduce del 25% gli aumenti di Qe quando il prezzo del petrolio supera i 35 $/bbl.

La Delibera prevede inoltre l'obbligo per i fornitori al city-gate di offrire ai propri clienti (i venditori al dettaglio) condizioni economiche "coerenti" con il nuovo sistema tariffario.

Eni, così come molti altri operatori e associazioni di categoria, ha presentato ricorso al giudice amministrativo avverso tale delibera ritenendola illegittima.

Con una serie di sentenze di identico contenuto (tra le quali la sentenza n. 3711 depositata il 6 ottobre 2005 sul ricorso di Eni), il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/04. L'Autorità ha proposto appello.

All'udienza per la discussione della sospensione, tenutasi il 4 aprile 2006, il Consiglio di Stato ha rinviato alla trattazione del merito, fissandone l'udienza per il 6 giugno 2006, unitamente alla trattazione degli appelli sulle altre sentenze di primo grado relative alla delibera 248/04.

Tuttavia, all'udienza del 6 giugno, il Consiglio di Stato ha ulteriormente disposto il rinvio della trattazione a un'udienza successiva alla decisione dell'Adunanza Plenaria sulla sentenza Anigas, che non interverrà ragionevolmente prima di ottobre/novembre 2006.

Nel frattempo, l'Autorità il 29 dicembre 2005 ha pubblicato la delibera n. 298/05 con la quale ha disposto l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il trimestre gennaio-marzo 2006 sulla base dei criteri contenuti nella delibera 248/04 in forza della sospensiva ottenuta sulla sola sentenza Hera Trading.

Avverso tale provvedimento Eni e gli altri operatori hanno presentato ricorsi davanti al TAR per la Lombardia per ottenerne l'annullamento previa sospensiva. Il TAR ha dapprima sospeso, con ordinanze del 31 gennaio 2006, l'efficacia della delibera 298/05. A seguito della decisione del Consiglio di Stato del 21 marzo 2006 di accoglimento dell'appello dell'AEEG sulla sentenza Hera Trading, lo stesso TAR, in

[14] Costo fob inclusi consumi e fiscalità.

data 11 aprile 2006 ha però revocato il precedente provvedimento restituendo efficacia alla delibera 298/05.

Le udienze di merito non sono state ancora fissate.

Il 28 marzo 2006, l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 63/06 con la quale ha provveduto all'aggiornamento tariffario per il trimestre aprile-giugno 2006, sempre in applicazione della delibera 248/04.

Con delibera 65/06 dello stesso 28 marzo 2006, l'Autorità ha altresì disposto che le imprese di vendita riconoscano ai clienti finali civili entro il 30 giugno 2006 un importo a titolo di parziale conguaglio derivante dall'applicazione per il 2005 delle modalità di aggiornamento di cui alla delibera 248/04 in luogo della delibera 195/02.

Anche tali delibere, proprio perché applicano i criteri di cui alla delibera 248/04 sono state impugnate al TAR per la Lombardia, senza tuttavia chiederne la sospensione (che, sulla base dei precedenti non sarebbe stata concessa).

Con la citata delibera 65/06, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti volti a gestire il rimborso complessivo dovuto ai consumatori (sulla base della delibera 248/04) e a definire le modalità applicative della disposizione riguardante la rinegoziazione dei contratti di fornitura rispetto ai fornitori all'ingrosso.

Nell'ambito di tale procedimento l'AEEG ha pubblicato in data 18 maggio 2006 un documento di consultazione in tema di "*Aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, obblighi di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso per gli esercenti l'attività di vendita e misure volte a garantire la promozione del mercato*".
Eni ha presentato le proprie osservazioni al documento consultivo e si è in attesa delle deliberazioni dell'Autorità.

8.7.2 Richieste di informazioni sui prezzi di approvvigionamento gas

Con delibera n. 107/05 del 15 giugno 2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione amministrativa nei confronti di Eni s.p.a. e di altri operatori del settore importatori di gas naturale, ai sensi della legge 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità), per inottemperanza alla deliberazione 27 ottobre 2004 n.188/04 che richiedeva la trasmissione all'Autorità

di informazioni, tra le quali in particolare date e controparte di ciascun contratto di importazione; prezzi base di acquisto FOB; le formule di aggiornamento dei prezzi di acquisto; relativamente al periodo ottobre 2002-settembre 2004, per ogni contratto di importazione i prezzi medi di acquisto FOB e i volumi acquistati su base mensile.

Contro la delibera 188/04 Eni ha proposto ricorso avanti al TAR per la Lombardia che, con sentenza del 22 marzo 2005, ha annullato la delibera 188/04 nella parte in cui chiedeva di comunicare data di attivazione e fornitore di ciascun contratto, nonché il prezzo base di acquisto FOB.

Con lettera del 14 maggio 2005, Eni ha quindi trasmesso all'Autorità le informazioni chieste ai sensi della delibera 188/04 per quanto non annullata dal giudice amministrativo con la predetta sentenza.

In particolare, Eni non ha fornito i prezzi FOB e i volumi di acquisto su base mensile, al fine di non consentire il calcolo, per induzione, del prezzo base di acquisto FOB che, in base alla decisione del TAR, Eni non è tenuta a fornire.

Con atto di appello notificato nel mese di dicembre 2005, l'Autorità ha impugnato al Consiglio di Stato la sentenza del TAR per la Lombardia relativa alla delibera 188/2004, chiedendone la riforma, onde ottenere esplicitamente anche il prezzo FOB.

Eni si è costituita nel giudizio di appello, presentando appello incidentale. Si è in attesa della fissazione dell'udienza di discussione.

Nel frattempo, con la citata delibera 107/05, l'Autorità, ritenendo le informazioni trasmesse da Eni non sufficienti a ottemperare alla delibera 188/04, come parzialmente annullata dalla sentenza del TAR, ha aperto un'istruttoria ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n.481[15].

Il 7 marzo 2006 l'Autorità ha comunicato le risultanze istruttorie nelle quali ha confermato la propria posizione circa l'insufficienza dei dati forniti, non condividendo l'interpretazione di Eni della sentenza del TAR di parziale annullamento della delibera 188/04.

In data 6 aprile 2006 si è tenuta l'audizione finale davanti all'Autorità.

In quella sede, e nella successiva memoria del 21 aprile 2006, Eni ha ribadito la propria convinzione circa l'adeguatezza delle informazioni fornite alla luce

[15] Che prevede la possibilità per l'AEEG di irrogare sanzioni pecuniarie comprese tra un minimo di 25 mila e un massimo di 150 milioni di euro.

della delibera 288/04, come riformata dal TAR per la Lombardia. Tuttavia, in una logica di massima collaborazione, Eni ha fornito spontaneamente anche i dati relativi ai prezzi medi mensili di acquisto *fob* nel periodo ottobre 2002-settembre 2004, la cui omessa comunicazione aveva determinato l'avvio dell'istruttoria, senza pregiudizio della posizione sostenuta circa la mancanza di un obbligo giuridico in tal senso.

Eni ha quindi richiesto l'archiviazione dell'istruttoria. Si è in attesa della decisione da parte dell'Autorità.

Capitolo IX

Considerazioni conclusive

L'assetto organizzativo della Società si è progressivamente modificato a partire dal 1997 coerentemente con la nuova configurazione che l'Eni è andata assumendo come società operativa con struttura divisionalizzata, modificando il precedente assetto di holding di partecipazione.

Questo processo ha determinato una diversa configurazione anche delle attività delle Corporate e dei servizi condivisi di Gruppo.

Il modello di Governance attuato dall'Eni, l'adeguamento organizzativo e l'integrazione tra strutture della Corporate e del business sono funzionali ai risultati della gestione coerentemente ai piani strategici.

Anche la credibilità sul mercato è stata influenzata dall'efficienza dell'organizzazione gestionale dell'impresa; nonchè dalla validità delle forme di controllo e di pubblicità.

Nell'ultimo anno la società ha dato maggiore impulso all'adeguamento dell'assetto organizzativo in una logica produttivistica ed anche del migliore rapporto direzione-controllo.

Sono stati anche rilanciati i compiti del *Management Committee* (Comitato di direzione) tecnostruttura che realizza le interazioni e le sinergie tra i vari settori aziendali e che si pone come anello tra gli organi statutari e le articolazioni della struttura.

L'Eni è stata la prima in Italia a realizzare questa tecnostruttura sul modello del management committee conosciuto in America.

La politica per il personale si è svolta soprattutto in due direzioni:

1. la crescita della professionalità, favorendo anche la carriera dei giovani migliori;
2. la struttura retributiva che oltre la retribuzione continuativa comprende l'incentivo annuale e l'incentivo a lungo termine *(stock option);*

cosicché oltre ad "incentivare" la produttività si tende a favorire il "vincolo di appartenenza" del personale.

Questa politica del personale non ha però, precluso la recente utilizzazione di personale di elevata professionalità proveniente da valide esperienze esterne all'Eni e tale da realizzare un utile interazione.

La Corporate Governance dell'Eni cumula il controllo del sistema dualistico con quello del sistema monistico.

Infatti, oltre il Collegio sindacale è costituito, (dal 1994) il Comitato di controllo interno (*Audit Committee*).

Inoltre l'Eni per essere emittente estero quotato nei mercati statunitensi (NYSE), ha la necessità di verificare l'adeguatezza del proprio sistema di controllo ai nuovi obblighi previsti dal SOA (Sarbanes-Oxley Act): si tratta della definizione di un complesso di regole destinate ad assicurare la minimizzazione dei rischi aziendali e a garantire la regolarità, sicurezza ed efficienza delle attività ("sistema di controllo interno") e a garantire il rispetto degli obblighi informativi.

Infine la SEC e la normativa di riferimento attribuiscono rilevanza alle dichiarazioni previsionali *(forward – looking statements)* che comprendono le valutazioni del management sull'impatto economico- finanziario sui fattori di rischio.

L'organo deputato al controllo, secondo il sistema dualistico , è il Collegio sindacale che svolge i compiti previsti dalla legge e dallo statuto. Inoltre, per la legge sulla tutela del pubblico risparmio, i sindaci hanno anche la vigilanza "sulla modalità della concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento ".

Ma al collegio sindacale dell'Eni si è aggiunta una nuova impegnativa competenza perché dal 1 giugno 2005, svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dalla SOA e dalla normativa SEC all'Audit Committee degli emittenti USA.

A rafforzare il sistema dei controlli, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni spa, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex d.lgs. 8 giugno 2001 n.231" (per la responsabilità amministrativa delle società) ed ha istituito l'organismo di vigilanza.

L'organizzazione dell'Eni comprende anche l'Internal Audit: il responsabile (in qualità di "preposto al controllo interno") assiste l'Audit Committee e svolge gli incarichi da questi affidatogli.

Il Comitato di controllo interno ed il Collegio sindacale valutano il piano di lavoro dell'attività di auditing e le risultanze che emergono dai rapporti di revisione.

Nell'ultimo anno, l'Internal Audit ha svolto un intenso e importante lavoro anche per i problemi particolari che si sono dovuti affrontare (cfr.cap.I).

In breve, il sistema dei controlli dell'Eni non mostra alcuna carenza ed anzi potrebbe apparire sovrabbondante, pur se massimamente efficace.

In coerenza con le scelte strategiche del Gruppo, l'Eni in questi anni è cambiata non solo dal punto di vista organizzativo e strutturale (passata da holding di partecipazione a società operativa), ma anche da quello operativo diventando più internazionale, più integrata e focalizzata sul core business, puntando (non senza contrastanti opinioni anche interne) sulla riduzione del capitale investito nel settore petrolchimico.

Il primo piano strategico che interessa l'arco di tempo in esame è relativo al triennio 2003-2006.

In tale piano la società ribadisce la focalizzazione del core business oil e gas programmando la crescita della produzione e la riduzione dei costi (cfr. cap.III).

Il secondo piano strategico è quello del triennio 2004-2007 che programma uno slancio verso lo sviluppo industriale attraverso vari obiettivi fra i quali la crescita all'estero nel business del gas (cfr. cap. III).

Nel 2003 sono state avviate nuove centrali elettriche.

Nel 2004 la società ha prodotto 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003 (secondo quanto programmato).

Nel 2004 il gas venduto risulta 73,43 miliardi di metri cubi con un aumento del gas venduto in Europa e nei paesi extra- europei.

L'errore previsionale di questi piani strategici è stato quello di ritenere prossima una "bolla del gas", per eccesso di offerta.

L'ultimo piano strategico è quello relativo al quadriennio 2006-2009 ed è caratterizzato da un grosso target di investimenti (iniziali 38 miliardi di euro con in più ulteriori 25- 30 miliardi di euro per investimenti non definiti che costituiscono la base del Piano straordinario).

In particolare per Divisione Exploration &Production la strategia conta di far leva sulla posizione di forza in alcuni Paesi (Nigeria, Angola[16], Algeria, Libia e

[16] In Angola, l'Eni nel maggio 2006 si è aggiudicata con gara (Offshore Licensing Round) la titolarità del 35% dei diritti esplorativi dell'area "Blocco 15" e l'operatorship della joint venture incaricata di esplorare

Kazakhstan) con i più alti tassi di sviluppo della produzione di petrolio e gas per conseguire una crescita leader nel settore. L'obiettivo è quello di superare nel 2009 la produzione di 2 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una crescita media annuo del 4%.

A tal fine, nel 2005 è stata incrementata dal 16,67% al 18,52 % la quota di partecipazione al progetto Kashagan (Kazakhstan) il più grande giacimento per riserve recuperabili (circa 13 miliardi di barili mediante reiniezione di gas) scoperto nel mondo negli ultimi trenta anni. La realizzazione del progetto prosegue nel rispetto dei tempi annunciati. La produzione di picco è stimata in oltre 1,2 milioni di barili al giorno.

La strategia nel settore Gas&Power prevede di rafforzare la posizione nel mercato europeo: per il 2012 è programmato di vendere oltre 110 miliardi di metri cubi.

A tal fine è previsto lo sviluppo delle infrastrutture per l'importazione di gas attraverso una rete di trasporto estesa ed integrata, con molteplici punti di ingresso e capacità di stoccaggio per consentire una capacità di importazione addizionale di 25 miliardi di metri cubi al 2009.

E' prevista l'uscita dalla Snam Rete Gas al 2008 come indicato nella legge finanziaria 2006 (ma l'orientamento del Governo appare favorevole a far slittare la data).

Negli ambienti dell'Eni si sostiene che la separazione proprietaria di Snam Rete Gas è inutile e dannosa:

inutile perché

- il contesto normativo e regolamentare già assicura la terzietà e imparzialità della gestione della rete nazionale dei metanodotti e
- l'esistenza di un codice di rete, la regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, la determinazione delle tariffe da parte della stessa e la sorveglianza del Ministero per lo Sviluppo Economico rendono "neutrale" la rete, da chiunque gestita.

Dannosa perché

- nel sostituire un nuovo assetto proprietario ad Eni si perde un know how gestionale unico in Italia;

---

e sviluppare i giacimenti della stessa. L'attuale produzione in Angola è di 160 mila barili boe, con le nuove esplorazioni in acque profonde la produzione raggiungerà 200 mila barili al giorno nel 2009.

- rappresenta un ulteriore tassello della strategia del "dimagramento dell'Eni" che, privato degli assets, verrebbe ulteriormente indebolito rispetto ai principali operatori internazionali ancora verticalmente integrati;
- l'imposizione dell'obbligo di vendita, per di più entro un arco temporale predefinito, si scontra, con la migliore valorizzazione dell'asset e con l'attesa remunerazione da parte degli azionisti.

Si sostiene anche che la totale separazione proprietaria fa venire meno la giustificazione del golden share a favore del Governo dello Statuto Eni.
Tale previsione ha lo scopo di consentire allo Stato di proteggere alcuni interessi vitali per il Paese (sicurezza dell'approvvigionamento, infrastrutture strategiche).

La dismissione del controllo Eni in Snam Rete Gas e in Stogit rende più difficile giustificare la permanenza dei poteri speciali, contenuta nello Statuto aziendale, oggetto di valutazione di censura da parte della Commissione Europea.

La prevista perdita del controllo Eni su SRG è circostanza tutt'altro che neutrale rispetto alla questione della legittimità del golden share. perchè il verificarsi di questa circostanza farebbe cadere l'elemento più forte a sostegno della legittimità dei poteri speciali in Eni e, quindi, indebolirebbe sostanzialmente la difesa di tali poteri, lasciando Eni completamente contendibile.

Si sostiene ancora che la norma crea uno svantaggio competitivo per le imprese italiane e la loro discriminazione rispetto ai competitor europei.
La separazione proprietaria del trasporto e degli stoccaggi –voluta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) – aumenterebbe ancor più la asimmetria del mercato del gas italiano rispetto al resto dell'UE, ponendo l'Italia in posizione di inferiorità rispetto a quei paesi nei quali :

- il mantenimento della proprietà delle reti da parte di operatori verticalmente integrati ;
- le modalità "negoziate" di accesso alla rete;
- l'assenza di autorità di settore;

creano una posizione sfavorevole a eventuali nuovi entranti o comunque squilibrata e asimmetrica rispetto a quella che gli stessi troverebbero sul mercato italiano.

Negli ambienti dell'Eni si rileva anche che non è ripetibile nella specie l'esperienza di Terna perché la rete gas è assimilabile alle autostrade o alla rete ferroviaria.

Si evidenziano infine le problematiche relative alla cessione di Snam Rete Gas sia con la modalità dell'O.P.V. che presenta il rischio dell'acquisto da parte di operatori integrati esteri o da parte di speculatori finanziari e sia con la modalità della trattative privata con la Cassa Depositi e Prestiti che, però, dovrebbe cedere la quota detenuta dalla stessa Cassa in Eni; il chè si ripercuoterebbe sulla contendibilità di Eni.

La normativa in materia comprende norme comunitarie e norme nazionali.

La seconda direttiva gas (2003/55/CE) prevede esclusivamente la separazione societaria, organizzativa e gestionale dell'attività di trasporto: l'art.9 afferma che "non si reputa necessario introdurre l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del sistema di trasporto dall'impresa verticalmente integrata".

Tali principi sono ripresi dai criteri di delega previsti dal disegno di legge Bersani approvato dal Consiglio dei Ministri l'8 giugno 2006.

A questo punto appare opportuno ricordare la crisi del gas che ha colpito l'Italia nell'inverno 2005-2006 e ha messo in evidenza la dipendenza e fragilità della situazione energetica italiana resa ancora più difficile perché circa il 60% dell'energia elettrica italiana è prodotta utilizzando il gas ed il 75% dei sistemi di riscaldamento domestico utilizza il metano.

Attraverso le reti di trasporto il gas viene importato da grandi produttori (soprattutto dalla Russia e dall'Algeria) e in mancanza di valide alternative ciò comporta anche delle conseguenze politiche. Pertanto è necessaria la costruzione di rigassificatori che consentano l'importazione anche da altri Paesi.

Una strozzatura si riscontra anche per il settore raffinazione Eni. Infatti gli altri grandi gruppi petroliferi sono in grado di raffinare quantitativi superiori (fino al 250%) a quelli da loro stessi prodotti, l'Eni ha, invece, un sistema di raffinazione in grado di raffinare soltanto il 70% del proprio prodotto.

Si tratta delle note difficoltà per la costruzione di impianti di raffinazione (analoghe a quelle per la costruzione di rigassificatori). Tuttavia l'Eni programma il miglioramento del sistema di raffinazione e il rafforzamento nell'attività marketing,

programmando un incremento della lavorazione in Europa fino a 42 milioni di tonnellate all'anno per il 2009.

Per il settore Ingegneria e costruzioni l'Eni attraverso la Saipem, che ha acquistato nel febbraio 2006 la Snamprogetti, intende rafforzare la propria leadership nel settore.

Per quanto riguarda l'impiego della cassa il Piano considera priorità investire in progetti ad alta redditività per sostenere la crescita nel lungo termine del core business, con un programma di investimenti per 35,2 miliardi di euro nel quadriennio 2006-2009, con circa due terzi degli investimenti effettuati nelle attività di esplorazione e produzione. Le scelte di investimento si basano sulla prudenziale assunzione del prezzo di lungo termine del greggio Brent di 30 dollari/barile.

Nel 2005 Eni ha conseguito i migliori risultati operativi e finanziari della sua storia.

L'utile netto di Gruppo registrato ha raggiunto il livello record di 8.788 milioni di euro (9.300 l'utile netto *adjusted*).

La redditività complessiva per gli azionisti è stata del 35%.

L'Eni ha confermato il programma di acquisto di azioni proprie per complessivi 1.034 milioni di euro, raggiungendo il 7,04% del capitale sociale.

Gli investimenti tecnici sono stati 7.414 milioni di euro, superiori del 35% degli ammortamenti, con l'impegno per l'innovazione tecnologica e con attenzione allo sviluppo sostenibile rispettoso anche dei diritti umani e della tutela dell'ambiente.

Nella prima parte del 2006 i risultati operativi e finanziari sono ulteriormente migliorati (cfr. cap.V).

L'utile netto del bilancio consolidato dell'esercizio 2005 (8.788 milioni di euro) segna un aumento del 24,5% rispetto al 2004 che si era chiuso con l'utile netto di 7,1 miliardi di euro, superiore di 1,5 miliardi di euro rispetto al 2003 (+30,2%) che si era chiuso con l'utile netto di 5.585 milioni di euro. A sua volta l'utile netto dell'esercizio 2003 aveva segnato un aumento di circa 1 miliardo di euro (+21,6%) rispetto all'esercizio 2002 che si era chiuso con un utile netto di 4.593 milioni di euro.

L'Eni è la prima società italiana per capitalizzazione, risultati e presenza internazionale.

L'Eni è una impresa energetica integrata che vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale nei settori del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica, dell'ingegneria e delle costruzioni.

Nel 2005 ha registrato il Gruppo un fatturato di 73,7 miliardi di euro con un risultato operativo di 16,8 miliardi di euro, +35,7% rispetto all'esercizio 2004 che aveva registrato un risultato operativo di 12,4 miliardi di euro.

La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di circa 1,74 milioni di petrolio equivalente (boe), il volume complessivo di gas venduto è stato di 96 miliardi di metri cubi .

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono di 6,84 miliardi di boe in riduzione rispetto al 31 dicembre 2004 (7,22 miliardi di boe) che, a sua volta aveva segnato una lieve riduzione (0,7%) rispetto al 2003.

La vita utile residua delle riserve certe è di 10,8 anni.

Tuttavia si deve considerare che la definizione di "riserva certa" dei giacimenti viene effettuata dall'Eni secondo parametri e metodi molto prudenziali; talchè per gli stessi giacimenti le altre compagnie petrolifere danno valutazioni più ottimistiche delle riserve.

Si deve pure considerare che l'attività *upstream* è regolata prevalentemente dai Production Sharing Agreement: si tratta di contratti, con le compagnie dello Stato concedente, che prevedono che l'Eni recuperi gli investimenti realizzati con una percentuale prefissata di ricavi (*cost oil*) e si remuneri mediante una percentuale di ricavi residui (*profit oil*); cosicché le produzioni e le riserve regolate di spettanza dell'Eni variano in maniera inversamente proporzionale al variare del prezzo del petrolio (neutralizzando l'effetto dell'incremento del prezzo del greggio, si rileverebbe una crescita delle riserve).

Ma si deve soprattutto considerare la politica dinamica ed espansiva dell'Eni che ha come obbiettivo la crescita dell'indice di rimpiazzo delle riserve fino a superare il 100% con l'estensione e il rinnovo del portafoglio dei titoli, con il rafforzamento della presenza nelle aree core e con l'ingresso in nuove aree.

L'Eni opera nell'approvvigionamento, trasporto, distribuzione e vendita di gas naturale. La rete di gasdotti ad alta e media pressione è in Italia di circa 30 mila chilometri ed all'estero Eni dispone di diritti di trasporto su rete di oltre 5000 chilometri. Ha disponibilità di gas sia equità che a contratto.

L'Eni opera nella raffinazione e commercializzazione (marchio Agip) dei prodotti petroliferi principalmente in Italia e nel resto d'Europa.

L'Eni ha come obiettivo la creazione dei sistemi di raffinazione (per l'*upgrading*) che permetterà entro il 2009 un indice di raffinazione del 58%, ben oltre la media europea.

L'Eni attraverso la Saipem è uno dei leader mondiali per la realizzazione dei grandi progetti offshore per l'industria petrolifera (posa di condotte sottomarine e piattaforme di produzione).

Nella petrolchimica l'Eni tende a convalidare la struttura industriale.

L'Eni, come si è detto più volte in questa Relazione, è fortemente impegnata per lo sviluppo sostenibile.

Si può anche considerare che l'Eni in base all'IFRS (principi contabili internazionali) avrebbe potuto rappresentare i dati di bilancio nella "moneta funzionale" cioè in dollari americani perché il Gruppo opera in prevalenza con la valuta statunitense: il bilancio in moneta funzionale avrebbe rappresentato in modo ancora più favorevole l'andamento della gestione.

Si può ancora considerare che l'indebitamento finanziario in rapporto ai mezzi propri ha assunto negli anni valori decrescenti, malgrado l'elevato rating dell'Eni ed i bassi tassi di interesse, riducendo l'effetto leverage (nel rapporto ROI-ROE); sicchè il ROE ha raggiunto il 13% sia nel 2004 che nel 2005 rispetto al 16% del 2002.

E' comunque una percentuale elevata.

L'espansione dell'indebitamento finanziario può apparire utile con riferimento a validi investimenti che garantiscano una redditività superiore agli oneri dell'indebitamento. Ma la forte percentuale di mezzi propri è una garanzia di "indipendenza" per l'impresa.

Per l'Eni i fattori di rischio dell'impresa e dei business sono connessi:

1. all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ed al rischio di variazione del prezzo degli stessi: il rischio per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi è ridotto al minimo perché l'Eni ha una lunga tradizione, in materia ha delle competenze professionali eccellenti[17];

[17] Per i progetti si considera che la redditività attesa, espressa in termini di tasso di rendimento interno (IRR) sia superiore ad un tasso soglia minimo (Hurdle Rate – HR) che viene definito al momento dalla formulazione del piano quadriennale. Lo HR è determinato dalla somma del WACC, riferito ai singoli Paesi e dal costo per la sostenibilità.

anche il rischio per la variazione del prezzo è minimo perché i nuovi progetti vengono valutati con riferimento ad ipotesi di prezzo molto, molto prudenziali;

2. al processo di stima delle riserve: il rischio è pressoché inesistente perché, come si è già rilevato, le riserve di idrocarburi sono valutate in modo molto prudenziale;
3. all'instabilità politica di alcuni paesi in cui opera Eni: si tratta di un rischio che Eni non ha modo di eliminare, ma soltanto di ridurne gli effetti attraverso l'utilizzo di linee guida di gestione del rischio definite nella procedura "Project risk assesment and management";
4. alla ciclicità dell'industria petrolchimica: l'Eni non ha un grande impegno nel settore;
5. all'esito del contenzioso in essere: l'Eni ha scritto in bilancio gli accantonamenti ritenuti adeguati. Tuttavia l'Autorità garante della concorrenza e del mercato con provvedimento notificato il 15 febbraio 2006, per la vicenda del gasdotto TTPC (cfr. cap.VIII) ha deliberato una sanzione amministrativa di 290 milioni di euro non prevista per la sua entità. (Avverso il provvedimento l'Eni ha proposto ricorso al TAR).
   Si ricorda che nel dicembre 2005 l'Eni ha avviato un programma di Antitrust Compliance finalizzato all'adozione di un "codice di condotta", al fine di individuare le aree più a rischio e più direttamente esposte a comportamenti rilevanti ai fini antitrust;
6. agli *stakeholder* e all'ambiente: l'Eni è impegnata nella creazione di valore sostenibile anche cercando soluzioni innovative nel campo della sostenibilità energetica (cfr. cap. VI).

***

Si è già osservato (cfr. par. 7.4) che l'Italia soffre della dipendenza e fragilità della situazione energetica: è questo il più grave problema che riguarda l'Eni e tutto il Paese.

Infatti, come si è rilevato, attualmente in Italia la maggior fonte di energia è costituita dal gas che è commercializzato al 91,15% dall'Eni (dati 2005) di cui l'82,62% importato con i gasdotti soprattutto da due grandi produttori (il 33% dalla Russia e il 36% dall'Algeria) che si pongono così per l'Italia in posizione di quasi duopolio e tale che la riduzione delle importazioni da uno soltanto dei due grandi

produttori può mettere in grave crisi il Paese (un saggio si è manifestato nell'inverno 2005-2006, per la vicenda Russia-Ucraina).

Il modo per uscire dallo stretto duopolio è quello della costruzione di rigassificatori che possono aprire alla concorrenza consentendo l'importazione del gas da altri Paesi anche lontani; ma questa costruzione come è noto è di fatto impedita (anche l'Enel ha dovuto rinunciare alla costruzione del rigassificatore di Brindisi); talchè l'unico rigassificatore in funzione in Italia fu costruito nel 1967.

La soluzione del problema esorbita dai poteri dell'Eni e va affrontata nelle sedi competenti.

Ovviamente, il grande problema energetico può essere impostato in modo radicale con la ricerca (scientifica, tecnologica, ecc.) di fonti energetiche innovative.

ENI S.pA.

ESERCIZIO 2002

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

Area di consolidamento 2002

Impresa Consolidante Eni SpA

Azionisti: Ministero dell'economia e delle finanze 30,33%
Eni SpA 5,16%
Altri 64,51%

Exploration & Production

ITALIA

Società Petrolifera Italiana SpA	99,96
Stoccaggi Gas Italia SpA	100,00

ESTERO

Agip Algeria Exploration BV	100,00
Agip Algeria Production BV	100,00
Agip Angola Exploration BV	100,00
Agip Angola Production BV	100,00
Agip Australia BV	100,00
Agip Australia Ltd	100,00
Agip Australia 91-13 Ltd	100,00
Agip (BBH) Ltd	100,00
Agip (BBI) Ltd	100,00
Agip (BB) Ltd	100,00
Agip (BBOH) Ltd	100,00
Agip Birch Ltd	100,00
Agip Caspian Sea BV	100,00
Agip China BV	100,00
Agip Congo SA	100,00
Agip Croatia BV	100,00
Agip Denmark BV	100,00
Agip Elgin/Franklin Ltd	100,00
Agip Energy BV	100,00
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	100,00
Agip Exploration BV	100,00
Agip Exploration & Production Ltd	100,00
Agip Forties Ltd	100,00
Agip Gabon SA	99,97
Agip Guibsen Exploration BV	100,00
Agip International (NA) NV	100,00
Agip Investments Plc	100,00
Agip Iran BV	100,00
Agip Ireland BV	100,00
Agip Karachaganak BV	100,00
Agip Malta Exploration BV	100,00
Agip Mauritania BV	100,00
Agip North Africa BV	100,00
Agip North Sea Ltd	100,00
Agip Oil do Brasil SA	100,00
Agip Oil Ecuador BV	100,00
Agip Oil & Gas Ltd	100,00
Agip Oil US Llc	100,00
Agip Papalang Ltd	100,00
Agip Petroleum BV	100,00
Agip Petroleum Co Inc	100,00
Agip Petroleum Exploration Co Inc	100,00
Agip Popodi Ltd	100,00
Agip Qatar BV	100,00
Agip Trading BV	100,00
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	100,00
Agip Trinidad and Tobago Ltd	100,00
Agip Tunisia BV	100,00
Agip (UKCS) Ltd	100,00
Agip (UK) Ltd	100,00
Agip Venezuela BV	100,00
Agip Ventures Plc	100,00
Agip Yemen BV	100,00
Blackfriars Oil & Gas Ltd	100,00
British-Borneo Deepwater Llc	100,00
British-Borneo Marketing Inc	100,00
British-Borneo Petroleum Inc	100,00
British-Borneo Pipeline Llc	100,00
Brupex Ltd	100,00
Ieoc Exploration BV	100,00
Ieoc Production BV	100,00
Lasmo (Ambalat) Ltd	100,00
Lasmo America Ltd	87,80
Lasmo (AUL) Ltd	100,00
Lasmo (Bukat) Ltd	100,00
Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd	100,00
Lasmo (DMF) Ltd	100,00
Lasmo Exploration (Middle East) Ltd	100,00
Lasmo Finance Inc	100,00
Lasmo (Ganal) Ltd	100,00
Lasmo Grand Maghreb BV	100,00
Lasmo Grand Maghreb Ltd	100,00
Lasmo Holdings BV	100,00
Lasmo (Indonesia) Ltd	100,00
Lasmo Insurance Ltd	100,00
Lasmo (International Exploration) Ltd	100,00
Lasmo International Ltd	100,00
Lasmo Investments Ltd	100,00
Lasmo Krueng Mane Ltd	100,00
Lasmo Malacca Ltd	100,00
Lasmo (Malagot) Ltd	100,00
Lasmo (MP) Ltd Sarl (ex Lasmo (MP) Ltd)	100,00
Lasmo Nederland BV	100,00
Lasmo North Sea Plc	100,00
Lasmo Oil (Algeria) Ltd	100,00
Lasmo Oil & Gas Inc	100,00
Lasmo Oil Pakistan Ltd	100,00
Lasmo Overseas Holding Ltd	100,00
Lasmo Overseas Nederland (II) BV	100,00
Lasmo Petroleum Co Tunisia	100,00
Lasmo Plc	100,00
Lasmo Rapak Ltd	100,00
Lasmo Sanga Sanga Ltd	100,00
Lasmo Securities Ltd	100,00
Lasmo Sesulu Ltd	100,00
Lasmo (TNS) Holdings Ltd	100,00

Lasmo (TNS) Ltd	100,00
Lasmo Trading Ltd	100,00
Lasmo Trustee Co Ltd	100,00
Lasmo (TTO) Plc	100,00
Lasmo Tunisia BV	100,00
Lasmo (UFAIL) Ltd	100,00
Lasmo (UHL) Ltd	100,00
Lasmo (ULT) Plc	100,00
Lasmo (ULX) Ltd	100,00
Lasmo (UOG) Plc	100,00
Lasmo (UPET) Inc	100,00
Lasmo (USA) Inc	100,00
Lasmo Venezuela BV	100,00
Lasmo (WP) Inc	100,00
London & Scottish Marine Oil Ltd	100,00
Lukagip NV (*)	50,00
Methodplan Ltd	100,00
Monument Energy Ltd	100,00
Monument Exploration & Production Ltd	100,00
Monument Hydrocarbon Holdings Plc	100,00
Monument (Liverpool Bay) Petroleum Ltd	100,00
Monument Oil & Gas Plc	100,00
Monument Petroleum Mitre Ltd	99,99
Monument Resources (Caspian) Ltd Sarl (ex Mon. Resources (Caspian) Ltd)	100,00
Monument Resources Intern. Ltd Sarl (ex Mon. Resources Int. Ltd)	100,00
Monument Resources Ltd	100,00
Monument Resources (Overseas) Ltd	100,00
Monument Trustees Ltd	100,00
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	100,00
Neptune Oil Ltd	100,00
Nigerian Agip Exploration Ltd	100,00
Nimex Resources Ltd	100,00
Norsk Agip A/S	100,00
Oil Exploration (Holdings) Ltd	100,00
Pennant Insurance Co Ltd	100,00
Secab Niugini Pty Ltd	100,00
Sitep Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA (*)	50,00
Unimar Llc (*)	50,00

Gas & Power

ITALIA	
Acquedotto di Savona SpA	29,48
Acquedotto Monferrato SpA	29,48
Acquedotto Vesuviano SpA	43,97
Compagnia Napoletana di illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	55,87
Energia Sicilia Srl	43,97
Eni Acqua Campania SpA	29,32
EniPower SpA	100,00
EniPower Trading SpA	100,00
EniPower Trasmissione SpA	100,00
Fiorentina Gas Clienti SpA	27,64
Fiorentina Gas SpA	27,64
GNL Italia SpA	59,76
Greenstream SpA	75,00
Italgas Hellas SpA	43,97
Italgas Più SpA	43,97
LNG Shipping SpA	100,00
Napoletana Gas Clienti SpA	55,87
Partecipazioni Industriali SpA	37,37
SEF Srl	51,00
Slim Sicilia SpA	26,38
Snam Rete Gas SpA	59,76
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	29,48
Società Italiana per il Gas pA	43,97
ESTERO	
Adriaplin Doo	22,42
Distribuidora de Gas Cuyana SA	20,05
Gas Brasiliano Distribuidora SA (ex Gas Brasiliano Distribuidora Ltda)	88,79
Greenstream BV	75,00
Inversora de Gas Cuyana SA	33,42
Lasmo Overseas Nederland (VII) BV	100,00
Scogat - Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	100,00
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	66,67
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	27,59
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,00

Refining & Marketing

ITALIA

- Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl 100,00
- Atriplex Srl 100,00
- Big Bon Distribuzione SpA 100,00
- Costiero Gas Livorno SpA 65,00
- Ecofuel SpA 100,00
- Eni Portugal Investment SpA 100,00
- Italiana Petroli Srl 100,00
- Kerocosmo Petroli SpA 100,00
- Petrolig Srl 70,00
- Petroven Srl 68,00
- Praoil Oleodotti Italiani SpA 100,00
- Raffineria di Gela Srl 100,00
- Reful Srl 100,00

ESTERO

- Agip Austria Aktiengesellschaft 100,00
- Agip Benelux BV 100,00
- Agip Bratislava Sro 100,00
- Agip Ceska Republica Sro Clen Koncernu 100,00
- Agip Deutschland AG 100,00
- Agip do Brasil SA 100,00
- Agip Ecuador SA 100,00
- Agip España SA 100,00
- Agip Française SA 100,00
- Agip Hungaria Rt 99,41
- Agip Lubricantes SA 100,00
- Agip Lubricants (Pty) Ltd 100,00
- Agip Pannonia Kft 99,41
- Agip Portugal - Combustiveis SA 100,00
- Agip Praha AS 100,00
- Agip Romania SA 100,00
- Agip Schmiertechnik GmbH 100,00
- Agip Slovenija Doo 100,00
- Agip Slovensko Sro 100,00
- Agip (Suisse) SA 100,00
- American Agip Co Inc 100,00
- Esain SA 100,00
- SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrifiants SA 100,00

Petrolchimica

- **EniChem** 99,99
- **Polimeri Europa** 100,00

ITALIA

- Ambiente SpA 99,99
- Ing. Luigi Conti Vecchi SpA 99,99
- Marghera Butadiene SpA 100,00

ESTERO

- Dunastyr Polystyrene Manufacturing Co Ltd 100,00
- EniChem Deutschland GmbH 100,00
- Polimeri Europa Americas Inc (ex EniChem Americas Inc) 100,00
- Polimeri Europa Benelux SA (ex EniChem Benelux SA) 100,00
- Polimeri Europa Distribution France SAS (ex EniChem France SA) 100,00
- Polimeri Europa Distribution SAS (ex EniChem Distribution SA) 100,00
- Polimeri Europa Elastomères France SA (ex EniChem Elastomères France SA) 100,00
- Polimeri Europa France Snc (ex Copenor GIE) 100,00
- Polimeri Europa GmbH 100,00
- Polimeri Europa Ibérica SA (ex EniChem Ibérica SA) 100,00
- Polimeri Europa Pacific Ltd (ex EniChem Pacific Ltd) 100,00
- Polimeri Europa UK Ltd (ex EniChem UK Ltd) 100,00

Ingegneria e Servizi

Costruzioni e perforazioni

Saipem	43,00
ITALIA	
Bos Italia Srl	43,00
Intermare Sarda SpA	43,00
Saipem Energy International SpA	43,00
Société Consortile Rosetti Bouygues Offshore (*)	21,50
Sonsub SpA	43,00
ESTERO	
Bos Shelf Ltd Society (*)	21,50
Bos-Sofresid-Algerie SpA	42,98
Bouygues Offshore Congo SA	42,99
Bouygues Offshore Ltd	43,00
Bouygues Offshore Singapore Private Ltd	43,00
Bouygues Offshore-UIE Ltd	43,00
Camom SA	43,00
Camon Engineering Services Co Ltd	42,57
Camon Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	43,00
Canalisations, Tuyauteries Soudees SA	42,99
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest	42,99
Csmi Snc	43,00
Doris USA inc (*)	21,50
EMC Netherlands BV	75,06
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	43,00
Ers Equipment Rental & Services BV	43,00
European Marine Contractors Llc	75,06
European Marine Contractors Ltd	75,06
European Marine Investments Ltd	94,30
Fpso Firenze Produção de Petróleo Lda (*)	21,50
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (*)	21,50
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda (*)	21,50
Global Petroprojects Services AG SA Ltd	43,00
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Manag. Private Ltd	23,65
International Maintenance Expertise Sarl	43,00
Katran-k Llc Liability Co (*)	21,50
Moss Arctic Offshore AS (*)	21,50
Moss Maritime AS	43,00
Moss Maritime Inc	43,00
Moss Offshore AS	43,00
Nigerian Services & Supply Co Ltd	25,80
Offshore Design Engineering Ltd	21,50
Petrex SA	43,00
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	43,00
Petromar Lda	30,10
PT Bouygues Offshore Indonesia LI	43,00
PT Saipem Indonesia	43,00
Saibos Construções Maritimas Lda	43,00
Saibos Fze	43,00
Saibos (Services) SAS	43,00
Saipar Drilling Co BV (*)	21,50
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (*)	21,50
Saipem Asia Sdn Bhd	43,00
Saipem Australia Pty Ltd	43,00
Saipem Contracting Nigeria Ltd	41,71
Saipem do Brasil Ltda	43,00
Saipem Energy International Ltd	43,00
Saipem Hellas Administration and Management of Ships S M Llc	43,00
Saipem Holding France Sas	43,00
Saipem Inc	43,00
Saipem International BV	43,00
Saipem Luxembourg SA	43,00
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	17,20
Saipem Mediterranean Services Llc	43,00
Saipem (Nigeria) Ltd	38,45
Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	43,00
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	43,00
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Soc. Unipessoal SA	43,00
Saipem SA (ex Bouygues Offshore SA)	43,00
Saipem UK Ltd	55,83
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	36,98
Saudi Arabian Saipem Ltd	25,80
Sb Construction and Maritime Services BV	43,00
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	42,90
Servicios de Construçiones Caucedo Sarl (*)	21,37
Société de Construction d'Oleoducs Snc	43,00
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	43,00
Société Nouvelle Technigaz SA	42,98
Sofresid Aquitaine SA	42,80
Sofresid Conseil SA	42,95
Sofresid Group SA	43,00
Sofresid Nord Snc	43,00
Sofresid Ouest SA	42,98
Sofresid Provence Snc	43,00
Sofresid SA	43,00
Sonsub A/S	43,00
Sonsub Inc	43,00
Sonsub International BV	43,00
Sonsub International Pty Ltd	43,00
Sonsub Ltd	43,00
Star Gulf Free Zone Company	43,00
Starstroi Ltd Liability Co (*)	21,50
Studeurop SA	43,00
Tecnoprojecto Intern. Projectos e Realizações Industriais SA	36,55
Union Industrielle pour le Cameroun Sarl	43,00
Upstream Constructors International FZCO (*)	21,50

Ingegneria

Snamprogetti 100,00

ITALIA

- Aquater SpA 100,00
- ASG Scarl (*) 55,34
- Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno (*) 50,21
- Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals (*) 50,00
- Modena Scarl (*) 59,33
- Rodano Consortile Scarl (*) 53,57
- Snamprogetti Services SpA 100,00
- Snamprogetti Sud SpA 100,00
- Sp - Tkp Fertilizer Srl (*) 50,00

ESTERO

- Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda 100,00
- CMS&A Wll (*) 20,00
- RPCO Enterprises Ltd (*) 50,00
- Snamprogetti Engineering BV 100,00
- Snamprogetti France Sarl 100,00
- Snamprogetti Ltd 99,99
- Snamprogetti Management Services SA (ex Snamprogetti International SA) 99,99
- Snamprogetti Netherlands BV 100,00
- Snamprogetti Saudi Arabia Ltd 60,00
- Snamprogetti USA Inc 99,99
- Spf - Tkp Omifpro Snc (*) 50,00

Altre attività

Finanziario

ITALIA

Enifin 100,00

- **Sofid** 99,61
- Padana Assicurazioni SpA 99,73
- Serleasing SpA 99,61
- Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA 99,61

ESTERO

- **Eni International** 100,00
- Eni Coordination Center SA 100,00

Altre società

ITALIA

- Agenzia Giornalistica Italia SpA 100,00
- Eni Corporate University SpA 100,00
- EniData SpA 100,00
- Eni Servizi Amministrativi SpA 100,00
- EniTecnologie SpA 100,00
- Eurosolare SpA 100,00
- Servizi Aerei SpA 100,00
- Servizi Turistici Grantour SpA 100,00
- Sieco SpA 90,88
- Tecnomare SpA 57,15
- Territorio e Impresa SpA (ex EniSud SpA) 100,00

ESTERO

- Eni International Bank Ltd 100,00

Imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2002

Lo schema delle partecipazioni rappresenta le imprese consolidate dell'Eni con il metodo dell'integrazione globale e con il metodo dell'integrazione proporzionale; queste ultime sono evidenziate con l'asterisco. Le percentuali indicate rappresentano la quota consolidata di pertinenza Eni nelle imprese.

Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: € 4.001.821.976 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1
Gela (CL) - Strada Provinciale, 82

Missione

L'Eni è una delle società energetiche integrate
più importanti del mondo; opera nelle attività del petrolio
e del gas naturale, della generazione di energia elettrica,
della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi,
in cui vanta competenze di eccellenza
e forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Obiettivo dell'Eni è la creazione di nuovo valore
atto a soddisfare le attese degli azionisti;
ciò si realizza mediante il continuo miglioramento
della posizione di costo e della qualità dei prodotti
e dei servizi per i propri clienti, nonché mediante
l'attenzione per le esigenze dei dipendenti e, in generale,
per il perseguimento della via della crescita sostenibile.

Per conseguire questi obiettivi l'Eni punta
sul grande patrimonio di competenze manageriali e tecniche
delle proprie risorse umane
e sulla loro continua valorizzazione mediante
un'organizzazione sempre più snella e imprenditoriale.

L'Eni opera nei seguenti 69 paesi

EUROPA
Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania,
Grecia, Irlanda, Italia, Malta, Norvegia,
Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito,
Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia,
Spagna, Svizzera, Turchia, Ungheria

CSI
Azerbaijan, Kazakhstan, Russia

MEDIO ORIENTE
Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti,
Iran, Kuwait, Oman, Qatar, Yemen

ASIA CENTRALE
India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA
Australia, Cina, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova Guinea,
Singapore, Taiwan, Thailandia, Vietnam

AMERICHE
Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Perù,
Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela

AFRICA
Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Eritrea, Gabon,
Guinea Bissau, Libia, Marocco, Mauritania, Nigeria, Senegal,
Somalia, Sud Africa, Tunisia

Nel 2002 l'Eni ha conseguito l'utile netto di 4.593 milioni di euro (-11% rispetto al 2001 in termini omogenei). Gli investimenti tecnici (8 miliardi di euro) sono aumentati di 1,5 miliardi di euro rispetto al 2001 (+22%) e hanno riguardato per il 93% i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Le azioni di contenimento dei costi hanno consentito di ottenere risparmi di 500 milioni di euro, portando a 1,7 miliardi di euro la riduzione complessiva registrata nel quadriennio 1999-2002

Con l'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli si è completato il processo di trasformazione dell'Eni in compagnia operativa, iniziato nel 1997 con l'incorporazione dell'Agip, con il governo diretto dei suoi tre business fondamentali: Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing

Nell'esercizio è stata raggiunta la produzione giornaliera record di idrocarburi di 1.472 mila boe, con un aumento del 7,5%, grazie alla crescita nelle aree di consolidata presenza e all'avvio di importanti giacimenti. Nel quarto trimestre 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.527 mila boe e pertanto è stato conseguito con un anno di anticipo rispetto ai programmi il target di 1,5 milioni di boe fissato per il 2003. L'Eni intende mantenere nei prossimi anni una forte crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo interno con l'obiettivo al 2006 di produrre oltre 1,8 milioni di boe/giorno (incremento medio annuo di circa il 6%). Le riserve certe hanno superato i 7 miliardi di boe

L'acquisto della norvegese Fortum Petroleum, perfezionato nel marzo 2003, con una produzione giornaliera di 39 mila boe nel 2002 e riserve certe e probabili di 202 milioni di boe, si inquadra nella strategia di crescita delle attività upstream attraverso il rafforzamento della presenza nelle aree chiave e l'ampliamento della partecipazione in asset già posseduti al fine di generare sinergie operative. L'acquisizione consente di aumentare di circa il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia nel 2003

La rilevanza della scoperta del giacimento a olio di Kashagan (Eni operatore unico con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio è stata confermata dall'attività di appraisal condotta nell'area e tuttora in corso. Le riserve recuperabili del giacimento, quantificate sulla base di stime aggiornate in 7-9 miliardi di barili, salgono a 13 miliardi impiegando le tecniche di reiniezione del gas e fanno di Kashagan la più importante scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stata acquistata in joint venture con l'operatore tedesco EnBW, la GVS, uno dei principali operatori regionali della distribuzione del gas in Germania con vendite di circa 7 miliardi di metri cubi/anno; con questa operazione l'Eni fa il suo ingresso in un mercato di grandi dimensioni. È stato definito l'accordo per l'acquisto del 50% dell'operatore spagnolo Unión Fenosa Gas che sta sviluppando le proprie attività nel settore gas in Spagna e a livello internazionale; con l'operazione l'Eni rafforza la propria presenza nel mercato spagnolo del gas che presenta interessanti prospettive di crescita. Con le acquisizioni l'Eni consolida la propria leadership europea

L'Offerta Pubblica di Acquisto su circa il 56% delle azioni della controllata Italgas al prezzo di 13 euro ciascuna si inquadra nella strategia di razionalizzazione e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. L'offerta si è conclusa con successo il 27 gennaio 2003. L'Eni possiede ora il 98,285% del capitale della società ed è in corso il processo di "squeeze out"

Nell'ambito del programma di sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica presso i propri siti industriali, sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova centrale a ciclo combinato della potenza di 1.030 megawatt presso Ferrera Erbognone (Pavia) e di potenziamento della centrale di Ravenna con l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza complessiva di 780 megawatt

La strategia di riposizionamento nel downstream petrolifero: il riassetto di Priolo, acquisti/cessioni di stazioni di servizio

L'acquisizione di Bouygues Offshore

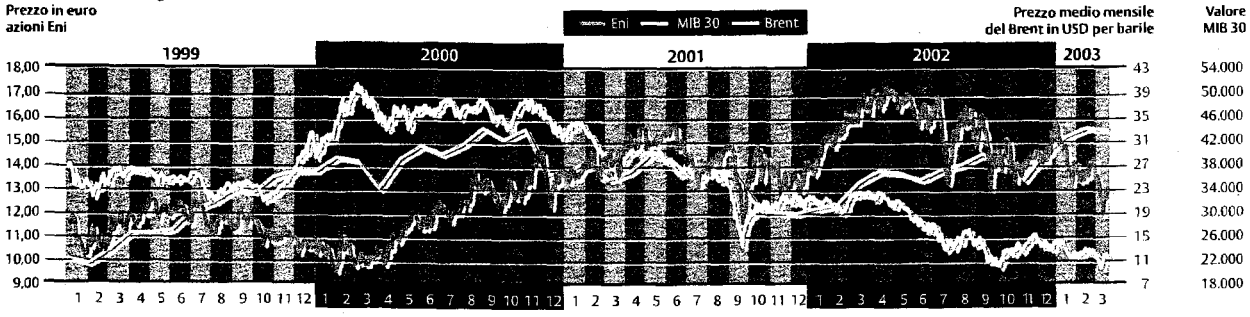
Principali dati economici e finanziari (milioni di €)

		1998	1999	2000	2001 (1)	2002
Ricavi		28.341	31.008	47.938	49.272	**47.922**
Utile operativo		3.810	5.480	10.772	10.313	**8.502**
Utile netto		2.328	2.857	5.771	7.751	**4.593**
Utile netto prima delle componenti non ricorrenti (2)		2.870	3.047	5.804	5.757	**5.122**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		6.864	8.248	10.583	8.084	**10.578**
Investimenti tecnici		5.152	5.483	5.431	6.606	**8.048**
Investimenti in partecipazioni		413	114	4.384	4.664	**1.366**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti		17.390	19.749	24.073	29.189	**28.351**
Indebitamento finanziario netto		7.070	6.267	7.742	10.104	**11.141**
Capitale investito netto		24.460	26.016	31.815	39.293	**39.492**
Utile netto per azione	(euro per azione)	0,58	0,71	1,44	1,98	**1,20**
Dividendo	*(euro per azione)*	0,310	0,362	0,424	0,750	**0,750**
Dividendi pagati (3)		1.239	1.446	1.664	2.876	**2.830**
Pay-out	(%)	53,2	50,6	28,8	37,0	**62,0**
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)	10,7	12,5	21,5	23,9	**13,7**
Leverage		0,41	0,32	0,32	0,35	**0,39**

(1) Con effetto dal 1° gennaio 2002, la Polimeri Europa Srl, in precedenza valutata con il criterio del patrimonio netto perché ne era prevista la vendita, è entrata nell'area di consolidamento. Ai fini di un confronto omogeneo, il conto economico e il rendiconto finanziario riclassificati dell'esercizio 2001, nonché lo stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2001, assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001.
(2) Il dato del 2002 è stato rettificato anche dell'utile di 199 milioni di euro conseguito da Snam Rete Gas nel primo semestre 2002 di competenza di terzi azionisti (la società ha iniziato la propria attività il 1° luglio 2001).
(3) Per esercizio di competenza; l'importo 2002 è stimato.

Informazioni previsionali
Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui l'Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi effettivi potrebbero risultare significativamente diversi rispetto a quelli enunciati in dette dichiarazioni previsionali a causa di rischi noti e ignoti e di incertezze.

Eni e MIB 30 - 4 gennaio 1999 - 20 marzo 2003



È proseguito il processo di riposizionamento delle attività nel downstream petrolifero: nell'esercizio è stato attuato il riassetto del polo di raffinazione di Priolo, che comporta a regime (nel 2006) la riduzione di 7,5 milioni di tonnellate delle lavorazioni dell'Eni, e sono stati definiti accordi, in fase di perfezionamento, per l'acquisto di 313 stazioni di servizio in aree selezionate dell'Europa (Spagna, Germania, Francia), dove l'Eni intende sviluppare la propria presenza facendo leva sulle sinergie operative e sulla notorietà del marchio, e per la cessione di 330 stazioni di servizio della rete italiana (oltre alle 246 unità cedute nell'esercizio)

Con l'acquisizione della Bouygues Offshore la Saipem è divenuta un leader mondiale nel campo dei servizi per l'industria petrolifera: le capacità distintive della Saipem nella fase realizzativa e nella disponibilità di mezzi navali tecnologicamente avanzati, unite alle competenze progettuali di eccellenza vantate dalla Bouygues Offshore, consentono di rafforzare in misura rilevante il posizionamento competitivo nel segmento dei grandi progetti EPIC per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi nell'offshore

Principali dati operativi

		1998	1999	2000	2001	2002
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	5.255	5.534	6.008	6.929	**7.030**
Vita utile residua delle riserve	(anni)	13,4	14,0	14,0	13,7	**13,2**
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.038	1.064	1.187	1.369	**1.472**
Gas & Power						
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Italia	(miliardi di metri cubi)	55,64	60,19	59,92	58,89	**52,56**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Europa	(miliardi di metri cubi)	0,05	0,05	1,33	3,07	**8,20**
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero	(miliardi di metri cubi)	2,73	2,67	3,48	3,91	**3,79**
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	6,07	6,90	9,45	11,41	**19,11**
Produzione venduta di energia elettrica	(gigawattora)			4.766	4.987	**5.004**
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	40,10	38,31	38,89	37,78	**35,55**
Capacità standard delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	664	664	664	**504**
Utilizzo della capacità standard delle raffinerie di proprietà	(%)	103	96	99	97	**99**
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	54,19	51,82	53,46	53,24	**52,02**
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	12.984	12.489	12.085	11.707	**10.762**
Erogato medio per stazione di servizio	(migliaia di litri/anno)	1.512	1.543	1.555	1.621	**1.674**
Petrolchimica						
Produzioni [1]	(migliaia di tonnellate)	8.294	8.298	8.532	9.609	**9.575**
Vendite [1]	(migliaia di tonnellate)	5.537	5.622	5.616	6.113	**6.307**
Ingegneria e Servizi						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	3.248	2.600	4.726	3.716	**7.852**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	4.934	4.439	6.638	6.937	**10.065**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	78.906	72.023	69.969	72.405	**80.655**

(1) I dati del 2001 assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001.

Principali indicatori di mercato

	1998	1999	2000	2001	2002
Prezzo medio greggio Brent dated [1]	12,74	17,87	28,39	24,46	**24,98**
Margini europei medi di raffinazione [2]	1,99	1,21	3,99	1,97	**0,80**
Cambio medio euro/USD [3]	1,115	1,067	0,924	0,896	**0,946**
EURIBOR - euro a tre mesi [4] (%)	5,0	3,0	4,4	4,3	**3,3**

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(2) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.
(3) Il valore del 1998 è stato calcolato utilizzando il tasso di cambio medio USD/lire del periodo convertito al tasso irrevocabile di conversione 1 €=1.936,27 lire.
(4) Il valore del 1998 si riferisce al Ribor-lira a tre mesi.

lettera agli azionisti

Signori Azionisti, nel 2002 l'Eni ha confermato la capacità di conseguire positivi risultati in un contesto di forte rallentamento dell'economia mondiale caratterizzato da un quadro internazionale di profonda incertezza dopo i tragici fatti dell'11 settembre 2001. Inoltre, i prodromi della crisi irachena e le ripercussioni da questa propagate sui mercati internazionali hanno smorzato sul nascere gli accenni di ripresa che si manifestavano nella seconda metà dell'anno. L'utile netto conseguito dall'Eni ammonta a 4,6 miliardi di euro (-11% rispetto al 2001 in termini omogenei).

La redditività del capitale investito (ROACE) si è attestata al 13,7%; il rapporto tra indebitamento e capitale proprio ha registrato un aumento contenuto (0,39 rispetto a 0,35 del 2001) in presenza di rilevanti investimenti in immobilizzazioni tecniche e in partecipazioni (9,4 miliardi di euro).

La produzione giornaliera di idrocarburi ha raggiunto il livello record di 1.472 mila barili di petrolio equivalente; la crescita in Europa delle vendite di gas naturale ha segnato importanti risultati con un aumento dei volumi di 5,1 miliardi di metri cubi; nell'attività raffinazione è stato ulteriormente migliorato il posizionamento competitivo attraverso la riduzione di 2,3 milioni di tonnellate delle lavorazioni sulle raffinerie a bassa complessità e distanti dai mercati di consumo; nell'attività di distribuzione dei prodotti petroliferi è proseguito il processo di riqualificazione della rete in Italia, che ha aumentato l'erogato medio per stazione di servizio del 4%.

La positività di questi risultati è fornita dalla loro lettura nel quadro dello scenario di prezzi e dei comportamenti della concorrenza che hanno caratterizzato il 2002.

Relativamente al primo aspetto, l'anno è stato segnato da una serie di fattori negativi esogeni, quali la riduzione del margine di raffinazione (-59,4% sul greggio Brent), l'apprezzamento del 5,6% dell'euro sul dollaro e la flessione dei prezzi del gas naturale, a fronte di un aumento delle quotazioni medie del petrolio del 2,1%, non sufficiente a compensare l'effetto dei fattori sopra descritti. Nondimeno, la capacità dell'Eni di far fronte allo sfavorevole scenario è dimostrata dal confronto dei suoi risultati con quelli della concorrenza. Due indicatori sono di particolare importanza: l'utile netto della Società, pur in flessione dell'11% in termini omogenei rispetto al 2001, registra una contrazione molto più contenuta rispetto a quella del 23% rilevata in media dalle principali società petrolifere; al contempo, l'Eni ha mantenuto l'impegno assunto con il mercato di aumentare le produzioni di idrocarburi in una fase in cui l'espansione, coniugata con il mantenimento di un'adeguata redditività, rappresenta un notevole fattore critico per larga parte dell'industria.

La conferma della solidità industriale e finanziaria dell'Eni fornita da questi risultati consente di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,75 euro, uguale a quello distribuito lo scorso anno, con un pay-out del 62%.

I risultati del 2002

Nel 2002 l'Eni ha proseguito con determinazione lungo le direttrici della crescita produttiva e dell'espansione internazionale del core business. Lo sforzo profuso nella realizzazione delle linee strategiche espresse, la rigorosa disciplina

finanziaria mantenuta nelle scelte d'investimento e la costante verifica del miglioramento dell'efficienza hanno consentito di centrare gli obiettivi prefissati, rafforzando il posizionamento competitivo della Società.

Nel settore Exploration & Production, la produzione giornaliera di idrocarburi ha raggiunto, come si è detto, il livello record di 1.472 mila barili di petrolio equivalente, con un aumento del 7,5% rispetto al 2001, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC e le operazioni di razionalizzazione del portafoglio. La ricostituzione delle riserve certe è stata del 119%, mantenendo la vita utile residua delle riserve al di sopra dei 13 anni.

Nel settore Gas & Power, l'Eni ha continuato a gestire in modo pro-attivo gli effetti del processo di apertura/liberalizzazione del mercato italiano. Le vendite della distribuzione primaria di gas sono state di 60,8 miliardi di metri cubi, con una riduzione di 1,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, risultante dalla diminuzione dei volumi venduti in Italia (-6,3 miliardi di metri cubi), anche per fattori climatici, e dall'incremento delle vendite in Europa (+5,1 miliardi di metri cubi).

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stata acquistata, in joint venture paritetica con l'operatore elettrico tedesco EnBW, la GVS, uno dei principali distributori regionali di gas naturale in Germania, con vendite di circa 7 miliardi di metri cubi l'anno, ed è stato definito l'accordo per l'acquisto del 50% dell'operatore spagnolo Union Fenosa Gas, rafforzando la posizione dell'Eni nel mercato spagnolo, in particolare in quello del gas naturale liquefatto.

L'Offerta Pubblica di Acquisto sul 56% delle azioni Italgas, conclusasi con successo il 27 gennaio 2003, si inquadra nella strategia di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas.

Nell'attività di generazione dell'energia elettrica sono stati avviati i lavori di costruzione della centrale di Ferrera Erbognone e di potenziamento della centrale di Ravenna, con una capacità complessiva di 1,8 gigawatt, dimostrando di essere in grado di sviluppare nuovi progetti di generazione elettrica in tempi più rapidi rispetto ai concorrenti, cogliendo le opportunità che l'evoluzione del settore elettrico offre.

Nel settore Refining & Marketing, è proseguito il processo di riqualificazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e di sviluppo della presenza all'estero. A tal fine, è stata potenziata la rete portante in Italia con la realizzazione e l'acquisizione di circa 150 stazioni di servizio di proprietà e convenzionate ad alto erogato e con attività di vendita di prodotti non oil e sono state cedute e chiuse circa 800 stazioni di servizio non adeguate agli standard di qualità ed efficienza che si intendono raggiungere. Sul mercato rete sono stati venduti 14,4 miliardi di litri di prodotti petroliferi (-0,7 miliardi di litri rispetto al 2001). A fine 2002 è stato lanciato un carburante innovativo, il BluDiesel, sostanzialmente privo di zolfo, che anticipa le normative ambientali e assicura migliori prestazioni motoristiche. Le stazioni di servizio che a fine anno offrivano il nuovo prodotto erano circa 1.500, raggiungendo l'incidenza media del 20-25% del nuovo prodotto sul totale del gasolio erogato, con punte del 50%.

Sul mercato rete nel resto d'Europa sono stati venduti 3,3 miliardi di litri di prodotti petroliferi, in aumento del 4% rispetto al 2001, a seguito dell'acquisto di circa 100 stazioni di servizio in Francia e nell'Europa Centro-Orientale. Sono in corso di perfezionamento gli accordi per l'acquisto di ulteriori 313 stazioni di servizio in aree selezionate dell'Europa (Spagna, Germania e Francia), dove l'Eni intende sviluppare la propria presenza facendo leva sulle sinergie operative e sulla notorietà del marchio.

Nell'attività raffinazione, è stato definito l'accordo relativo al polo di raffinazione di Priolo per la cessione di 7,5 milioni di tonnellate di capacità di lavorazione a regime (nel 2006), coerentemente con l'obiettivo di ridurre la capacità di raffinazione a bassa conversione, strutturalmente in eccesso e perciò più vulnerabile alla volatilità del mercato.

Nel settore Ingegneria e Servizi, Saipem ha acquistato la società francese Bouygues Offshore, consolidando la sua posizione di leader mondiale nel settore dei servizi per l'industria petrolifera.

Accanto a queste azioni specifiche, l'Eni ha dedicato grande impegno a progetti di sviluppo che contribuiranno alla crescita di lungo termine della Società. Tra questi:

- il completamento della costruzione del gasdotto sottomarino Blue Stream (tra la Federazione Russa e la Turchia attraverso il Mar Nero) che rappresenta il record mondiale di posa in profondità d'acqua: opera tra le più audaci per implicazioni tecnologiche, ingegneristiche e di project management. La realizzazione del gasdotto conferma l'attenzione posta dall'Eni nello sviluppo del know-how e delle competenze relative alla concezione, alla progettazione e alla gestione di progetti energetici d'avanguardia;
- le attività di delimitazione del giacimento Kashagan nell'offshore kazako del Mar Caspio, svolte sotto la responsabilità dell'Eni, operatore del progetto, hanno confermato l'eccezionale dimensione del giacimento qualificandolo come la più grande scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni;
- lo sviluppo dei giacimenti a gas e condensati di Wafa e Bahr Essalam nel permesso NC41 in Libia, con l'assegnazione dei principali contratti per la realizzazione degli impianti di trattamento degli idrocarburi, della piattaforma di produzione e delle relative infrastrutture di trasporto del valore complessivo di 4,2 miliardi di euro (di cui 2,4 in quota Eni). La produzione annua di gas a regime sarà di 10 miliardi di metri cubi, di cui 2 destinati al mercato libico e 8 all'Italia. Il progetto consente la valorizzazione di riserve dell'Eni e il presidio di una delle fonti strategiche per il soddisfacimento futuro del mercato energetico italiano.

Gli impegni mantenuti e il valore della credibilità

L'anno trascorso si è rivelato una tappa molto importante sulla via del conseguimento degli obiettivi di crescita che l'Eni si era posta nel 1999 con il piano quadriennale 2000-2003. Obiettivi ambiziosi e difficili, fissati mentre venivano meno molte delle certezze industriali e culturali che avevano accompagnato la Società nel corso della sua storia:

- l'Italia come principale mercato di riferimento, dove l'Eni svolgeva un ruolo istituzionale di fornitura di petrolio e gas naturale al Paese;
- il contesto delle attività di approvvigionamento, trasporto e vendita del gas naturale, dove l'Eni deteneva una posizione di monopolio di fatto rendendo un importante servizio al Paese.

Nondimeno, già nel 2002 molti degli obiettivi fissati per il 2003 sono stati raggiunti e in qualche caso superati; in particolare:

- nel settore Exploration & Production, l'obiettivo di una crescita del 50% della produzione al 2003 è stato conseguito già nell'ultimo trimestre del 2002;
- nel settore Gas & Power, l'obiettivo di una crescita delle vendite di gas in Europa fino a 10 miliardi di metri cubi da circa 5 nel 1998 è stato ampiamente superato nel 2002, raggiungendo circa 20 miliardi di metri cubi;

- nel settore Refining & Marketing, l'obiettivo di riduzione della capacità di raffinazione in Italia fino a 36 milioni di tonnellate da 41 nel 1998 è stato conseguito e superato già a fine 2002, adeguando il sistema di raffinazione all'evoluzione dei consumi;
- la focalizzazione sul core business, in termini di aumento dell'incidenza del relativo capitale investito dal 90% a oltre 95%, è stata già conseguita nel 2002;
- l'obiettivo di miglioramento dell'efficienza in termini di riduzione dei costi di 1 miliardo di euro nel periodo 1999-2003 è stato superato, raggiungendo già nel 2002 un risparmio di 1,7 miliardi di euro.

L'obiettivo di aumentare la capacità installata nel settore elettrico da 2,4 a 5-7 gigawatt sarà raggiunto nel 2006 e ciò in relazione ai tempi lunghi che sono stati necessari a ottenere le autorizzazioni alla costruzione di nuove centrali elettriche in Italia.

La crescita è stata perseguita sia attraverso lo sviluppo per linee interne sia attraverso acquisizioni mirate di asset e società attenendosi sempre a una rigida disciplina industriale e finanziaria, con grande attenzione al problema della gestione culturale delle società assorbite e all'integrazione delle risorse umane. Ciò ha originato il successo che ha accompagnato queste acquisizioni.

La capacità di mantenere gli impegni assunti di fronte ai nostri azionisti, qualunque fossero le condizioni esterne, e la credibilità che da essa ne è derivata, costituisce una delle componenti più importanti del patrimonio costruito in questi anni.

Il nuovo modello organizzativo

Nel 2002 la strategia di cambiamento dell'Eni si è declinata anche nel completamento della riorganizzazione della Società conseguito attraverso l'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, le cui attività sono state costituite in divisioni industriali. Con questa operazione, l'Eni ha assunto i connotati di compagnia energetica integrata, lasciandosi alle spalle il tradizionale ruolo di holding e sposando un modello di integrazione operativa che ha già dimostrato la sua efficacia in termini di rapidità dei processi decisionali.

Lo scenario: una competizione sempre più dura

Nei prossimi anni lo scenario del settore petrolifero a livello internazionale sarà caratterizzato da una competizione sempre più aggressiva.

Il settore upstream presenta criticità in termini di riduzione di buone opportunità d'investimento accessibili alle società private, la crescita tendenziale dei costi tecnici per lo spostamento delle attività verso aree di frontiera, il progressivo peggioramento delle condizioni contrattuali e fiscali, la maturità delle aree produttive più prossime ai mercati.

Nel settore del downstream gas, la crescente competizione, dovuta all'ingresso di nuovi operatori attratti dalla crescita della domanda del gas naturale e dai processi di apertura dei mercati determina sensibili rischi in termini di tenuta dei margini.

L'attività raffinazione in Europa presenta problemi di redditività dovuti al significativo eccesso di capacità produttiva che necessita di ulteriori chiusure o razionalizzazioni di impianti, soprattutto se lontani dai mercati e difficilmente adeguabili all'evoluzione della domanda. Nell'attività di distribuzione di prodotti petroliferi, i margini sono soggetti a pressioni dovute all'ingresso della grande distribuzione commerciale nello scenario competitivo e alla modifica delle aspet-

tative dei consumatori, che chiedono un'offerta di servizi complementari e innovativi onerosi per le imprese.

La risposta dell'Eni: la crescita industriale qualificata

Per affrontare con successo queste sfide, l'Eni proseguirà sulla strada dell'espansione industriale intrapresa nell'ultimo triennio, coniugando la strategia di crescita qualificata con la massima disciplina economico-finanziaria e un accresciuto rigore nella gestione del portafoglio di attività. L'aumento della nostra dimensione di impresa ci consentirà infatti di: (i) sfruttare al meglio le consistenti economie di scala; (ii) migliorare l'efficienza e l'efficacia operativa; (iii) sviluppare una capacità finanziaria adeguata a sostenere i grandi progetti ad altissimo contenuto di innovazione e a redditività differita, in cui deteniamo una consolidata leadership a livello mondiale; (iv) aumentare la nostra forza negoziale; (v) consolidare la capacità di attrarre e trattenere le migliori competenze e capacità professionali.

Continuare a crescere quando il percorso di crescita è stato così rapido e la base produttiva è più ampia diventa sempre più difficile in termini di sostenibilità sia industriale sia economico-finanziaria. Nondimeno, l'Eni si pone l'obiettivo precipuo di vincere questa sfida, coniugando crescita, redditività e sostenibilità di lungo periodo.

Nel perseguire la crescita industriale qualificata, l'Eni fa affidamento su un'organizzazione snella e flessibile, attenta al cambiamento, alle esigenze della clientela e alla qualità e all'affidabilità dei prodotti e dei servizi.

Il modello di crescita adottato dalla Società coniuga risultati, profitti e innovazione con una costante attenzione alla qualità della vita, agli standard di lavoro, ai diritti umani e allo sviluppo sostenibile. L'impegno dell'Eni in questa direzione si ritrova nei principi, nelle politiche e nei comportamenti manageriali che caratterizzano le attività della Società ovunque essa operi, tesi a promuovere una "cultura della sostenibilità" e a rafforzare la fiducia da parte degli azionisti e, più in generale, degli stakeholder.

Le linee guida strategiche e le azioni

Come è avvenuto nel triennio appena concluso, l'Eni si è posta nel piano quadriennale 2003-2006 target sfidanti ma realistici, verificabili nel tempo e in continuità con quelli finora perseguiti.

Nel settore Exploration & Production la crescita si traduce: (i) nello sviluppo produttivo a un tasso del 6%, per sole linee interne e al netto delle cessioni; (ii) nell'espansione internazionale accompagnata da una maggiore concentrazione in un numero più ristretto di paesi, al fine di aumentare la massa critica, la forza negoziale e ottenere la miglior struttura di costo; (iii) nel miglioramento delle performance operative per garantire la sostenibilità delle attività nel lungo periodo; (iv) nella concentrazione su grandi progetti ad alto potenziale (Libia Gas, Kashagan, Kizomba) in grado di garantire la crescita dell'Eni anche nel lungo termine.

Nel settore Gas & Power la crescita delle vendite del gas sarà concentrata all'estero, in particolare in Europa, mentre in Italia l'Eni perseguirà la difesa del mercato nel rispetto dei limiti stabiliti dalla legislazione vigente attraverso una migliore integrazione delle politiche commerciali, la garanzia di un servizio di eccellenza e affidabile nel tempo e l'eventuale alleanza con operatori locali. La progressiva internazionalizzazione delle attività gas sarà favorita dallo sviluppo del business GNL.

Nell'attività elettrica sarà raggiunta una capacità di generazione elettrica di 6,4 gigawatt nel 2006; ciò consentirà di assorbire parte delle disponibilità di gas e di valorizzare il miglior posizionamento competitivo, in termini di costo e di efficienza, delle centrali Eni rispetto alla media del settore.

Nel settore Refining & Marketing alla riqualificazione della rete portante in Italia, che comporterà una crescita dell'erogato medio fino a 2,8 milioni di litri per stazione di servizio, si accompagnerà l'espansione dell'attività commerciale in Europa con un obiettivo di vendita di prodotti petroliferi sulla rete di circa 4,9 miliardi di litri.

Nel settore Ingegneria e Servizi sarà perseguito il consolidamento della leadership nella realizzazione di grandi progetti in qualità di contrattista globale e integrato, nonché il continuo miglioramento dell'efficienza, delle competenze e delle capacità, in particolare nelle attività offshore e nella valorizzazione del gas naturale.

Nel settore Petrolchimica continuerà la razionalizzazione delle attività.

In un settore semimaturo come quello dell'industria petrolifera, l'eccellenza operativa e la massima efficienza rappresentano leve di vantaggio competitivo imprescindibili. Il progetto riduzione costi, avviato nel 1999, ha già consentito di ottenere risparmi di 1,7 miliardi di euro e sono state individuate iniziative per ulteriori 1,7 miliardi di euro al 2006.

Sotto il profilo economico-finanziario, la strategia dell'Eni punta sia al rispetto degli impegni di redditività assunti con il mercato sia alla generazione di ingenti flussi di cassa, con conseguente riduzione dell'indebitamento e del leverage in modo da cogliere ulteriori opzioni di sviluppo, anche per linee esterne, capaci di sostenere la crescita nel lungo termine.

L'Eni rivolge un'attenzione crescente alla ricerca scientifica e tecnologica considerato motore di uno sviluppo sostenibile e leva di vantaggio competitivo, testimoniato da un rapporto tra spese in ricerca e sviluppo e fatturato tra i più elevati del settore energetico. Nel corso del 2002 sono state integrate in EniTecnologie le strutture di ricerca AgipPetroli e Snamprogetti con l'obiettivo di valorizzare il patrimonio di esperienze e di competenze orientando le risorse su grandi progetti strategici. L'Eni seleziona quei temi di ricerca che prospettano soluzioni e applicazioni industriali concrete sui temi critici per il proprio sviluppo. Il presidio dei temi di ricerca con potenziale impatto di più lungo termine è perse-

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]

Presidente
Roberto Poli [2]

Amministratore Delegato
Vittorio Mincato [3]

Amministratori
Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô,
Renzo Costi, Dario Fruscio,
Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production [4]
Stefano Cao

Divisione Gas & Power [5]
Luciano Sgubini

Divisione Refining & Marketing [6]
Gilberto Callera

COLLEGIO SINDACALE [7]

Presidente
Andrea Monorchio

Sindaci effettivi
Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo,
Riccardo Perotta

Sindaci supplenti
Fernando Carpentieri, Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO
Nicola Soria [8]

Sostituto
Michael Sciascia [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

guito anche attraverso partnership. I progetti più rilevanti in corso sono: l'ottimizzazione dello sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi a elevato contenuto di zolfo, l'upgrading degli idrocarburi pesanti, la conversione del gas naturale in prodotti liquidi, il trasporto del gas naturale ad alta pressione e lunga distanza, il miglioramento delle qualità ambientali dei prodotti, lo sviluppo di fonti di energia rinnovabile, la produzione e l'impiego dell'idrogeno quale combustibile pulito.

Dalla storia al futuro

Nel febbraio 2003 l'Eni ha compiuto mezzo secolo di storia. Una storia segnata fin dal suo inizio da una sfida apparentemente impossibile, sostenuta soltanto dallo spirito di frontiera e dalla determinazione di pochi uomini. Attraverso momenti difficili e successi esaltanti, e grazie al filtro dell'esperienza, quella storia è oggi il codice genetico dell'Eni che guarda al futuro, il patrimonio comune di generazioni di donne e uomini che, nel rinnovare l'impegno di ieri con talento e dedizione, continuano a interpretare con strategie e modelli di sviluppo originali il disegno di un'espansione senza frontiere, condotta attraverso l'integrazione con culture diverse e la flessibilità nella comprensione e nell'adattamento ai costumi e ai linguaggi degli altri. Più di ogni altro elemento, è questo modo di essere che alimenta la forza dell'Eni di fronte alle sfide del futuro: e ci permette di continuare a puntare a un domani che risultava impensabile ieri.

27 marzo 2003

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Roberto Poli

L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

I poteri del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee, del Compensation Committee e dell'Oil & Gas Committee, sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Governance e responsabilità d'impresa" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio. Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004

(2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003

(7) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20-21 luglio 1999

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

Nell'esercizio è stata raggiunta la produzione giornaliera record di idrocarburi di 1.472 mila boe, con un aumento del 7,5%, grazie alla crescita nelle aree di consolidata presenza e all'avvio di importanti giacimenti. Nel quarto trimestre 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.527 mila boe e pertanto è stato conseguito con un anno di anticipo rispetto ai programmi il target di 1,5 milioni di boe fissato per il 2003. L'Eni intende mantenere nei prossimi anni una forte crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo interno con l'obiettivo al 2006 di produrre oltre 1,8 milioni di boe/giorno (incremento medio annuo di circa il 6%). Le riserve certe hanno superato i 7 miliardi di boe

Nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della norvegese Fortum Petroleum AS, con una produzione giornaliera nel 2002 di 39 mila boe e riserve certe e probabili di 202 milioni di boe. L'investimento dell'Eni (975 milioni di dollari) consente di aumentare di circa il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia nel 2003

È in corso il processo di razionalizzazione del portafoglio di asset finalizzato a concentrare l'attività nelle aree con significative potenzialità di crescita dove l'Eni è operatore: nell'esercizio sono state cedute 16 quote di partecipazione in giacimenti nel Mare del Nord, Italia e Qatar, oltre a permessi esplorativi e altri asset; nel contempo sono state incrementate le quote di partecipazione in giacimenti già operati o partecipati localizzati in Kazakhstan, Regno Unito, Norvegia e Australia

La rilevanza della scoperta del giacimento a olio Kashagan (Eni operatore unico con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio è stata confermata dall'attività di appraisal condotta nell'area e tuttora in corso. Le riserve recuperabili del giacimento, quantificate sulla base di stime aggiornate in 7-9 miliardi di barili, salgono a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas e fanno di Kashagan la più importante scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni

Tra le principali scoperte dell'esercizio vi sono il giacimento a gas di Tennin nell'offshore egiziano di fronte al delta del Nilo (Eni operatore con una quota del 50%) e, nell'offshore profondo nigeriano, il giacimento di petrolio di Bonga SW (quota Eni 12,5%) e i nuovi livelli produttivi profondi del giacimento di petrolio di ABO (Eni operatore con una quota del 50,19%)

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 154 milioni di euro

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi	12.308	13.960	12.877
Utile operativo	6.603	5.984	5.175
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	811	757	902
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	416	67	317
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	2.312	3.452	4.396
Investimenti in partecipazioni	2.511	4.149	31
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.741	7.533	7.715

guito anche attraverso partnership. I progetti più rilevanti in corso sono: l'ottimizzazione dello sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi a elevato contenuto di zolfo, l'upgrading degli idrocarburi pesanti, la conversione del gas naturale in prodotti liquidi, il trasporto del gas naturale ad alta pressione e lunga distanza, il miglioramento delle qualità ambientali dei prodotti, lo sviluppo di fonti di energia rinnovabile, la produzione e l'impiego dell'idrogeno quale combustibile pulito.

Dalla storia al futuro

Nel febbraio 2003 l'Eni ha compiuto mezzo secolo di storia. Una storia segnata fin dal suo inizio da una sfida apparentemente impossibile, sostenuta soltanto dallo spirito di frontiera e dalla determinazione di pochi uomini. Attraverso momenti difficili e successi esaltanti, e grazie al filtro dell'esperienza, quella storia è oggi il codice genetico dell'Eni che guarda al futuro, il patrimonio comune di generazioni di donne e uomini che, nel rinnovare l'impegno di ieri con talento e dedizione, continuano a interpretare con strategie e modelli di sviluppo originali il disegno di un'espansione senza frontiere, condotta attraverso l'integrazione con culture diverse e la flessibilità nella comprensione e nell'adattamento ai costumi e ai linguaggi degli altri. Più di ogni altro elemento, è questo modo di essere che alimenta la forza dell'Eni di fronte alle sfide del futuro: e ci permette di continuare a puntare a un domani che risultava impensabile ieri.

27 marzo 2003

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Roberto Poli

L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

I poteri del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee, del Compensation Committee e dell'Oil & Gas Committee, sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Governance e responsabilità d'impresa" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio. Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004

(2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003

(7) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20-21 luglio 1999

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

Nell'esercizio è stata raggiunta la produzione giornaliera record di idrocarburi di 1.472 mila boe, con un aumento del 7,5%, grazie alla crescita nelle aree di consolidata presenza e all'avvio di importanti giacimenti. Nel quarto trimestre 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.527 mila boe e pertanto è stato conseguito con un anno di anticipo rispetto ai programmi il target di 1,5 milioni di boe fissato per il 2003. L'Eni intende mantenere nei prossimi anni una forte crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo interno con l'obiettivo al 2006 di produrre oltre 1,8 milioni di boe/giorno (incremento medio annuo di circa il 6%). Le riserve certe hanno superato i 7 miliardi di boe

Nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della norvegese Fortum Petroleum AS, con una produzione giornaliera nel 2002 di 39 mila boe e riserve certe e probabili di 202 milioni di boe. L'investimento dell'Eni (975 milioni di dollari) consente di aumentare di circa il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia nel 2003

È in corso il processo di razionalizzazione del portafoglio di asset finalizzato a concentrare l'attività nelle aree con significative potenzialità di crescita dove l'Eni è operatore: nell'esercizio sono state cedute 16 quote di partecipazione in giacimenti nel Mare del Nord, Italia e Qatar, oltre a permessi esplorativi e altri asset; nel contempo sono state incrementate le quote di partecipazione in giacimenti già operati o partecipati localizzati in Kazakhstan, Regno Unito, Norvegia e Australia

La rilevanza della scoperta del giacimento a olio Kashagan (Eni operatore unico con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio è stata confermata dall'attività di appraisal condotta nell'area e tuttora in corso. Le riserve recuperabili del giacimento, quantificate sulla base di stime aggiornate in 7-9 miliardi di barili, salgono a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas e fanno di Kashagan la più importante scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni

Tra le principali scoperte dell'esercizio vi sono il giacimento a gas di Tennin nell'offshore egiziano di fronte al delta del Nilo (Eni operatore con una quota del 50%) e, nell'offshore profondo nigeriano, il giacimento di petrolio di Bonga SW (quota Eni 12,5%) e i nuovi livelli produttivi profondi del giacimento di petrolio di ABO (Eni operatore con una quota del 50,19%)

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 154 milioni di euro

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi	12.308	13.960	**12.877**
Utile operativo	6.603	5.984	**5.175**
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	811	757	**902**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	416	67	**317**
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	2.312	3.452	**4.396**
Investimenti in partecipazioni	2.511	4.149	**31**
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.741	7.533	**7.715**

Riserve di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2002 sono di 7.030 milioni di boe (petrolio e condensati 3.783 milioni di barili; gas naturale 3.247 milioni di boe) con un aumento di 101 milioni di boe rispetto al 2001 a seguito: (i) delle nuove scoperte ed estensioni (338 milioni di boe), in particolare in Nigeria, Kazakhstan, Australia e Italia; (ii) delle revisioni di precedenti stime (337 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Angola e Nigeria; (iii) delle acquisizioni (39 milioni di boe), in particolare di quote di partecipazione in giacimenti localizzati nei settori britannico e norvegese del Mare del Nord e in Australia; (iv) dei miglioramenti di recupero assistito (15 milioni di boe), in particolare in Algeria. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno e dalle cessioni di partecipazioni in giacimenti localizzati in Italia, in Qatar e nel settore britannico del Mare del Nord (96 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 119% della produzione; il 129% se si esclude l'effetto delle razionalizzazioni. La vita utile residua delle riserve è di 13,2 anni (13,7 anni nel 2001).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2002 sono di 3.703 milioni di boe (petrolio e condensati 2.241 milioni di barili; gas naturale 1.462 milioni di boe) e rappresentano il 53% del totale delle riserve certe (54% al 31 dicembre 2001).

Esplorazione e sviluppo

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2002 consisteva di 1.161 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 37 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 281.682 chilometri quadrati (317.283 al 31 dicembre 2001), di cui 41.578 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.841 al 31 dicembre 2001). La superficie complessiva posseduta è diminuita di 5.333 chilometri quadrati in Italia, a seguito di rilasci, e di 30.268 chilometri quadrati all'estero a seguito di rilasci in particolare in Brasile, Pakistan, Egitto, Algeria e Guyana e di cessioni di titoli in Italia e Qatar. Aumenti si sono verificati in Australia, Norvegia e Indonesia.

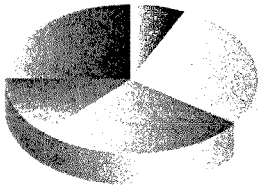
Sono stati ultimati 120 nuovi pozzi (52 in quota Eni), a fronte dei 110 (47 in quota Eni) del 2001. Il coefficiente di successo è stato del 38,6% (39,1% in quota Eni), a fronte del 36,5% (31,3% in quota Eni) del 2001.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 902 milioni di euro (di cui il 93% all'estero), con un aumento del 19,2% rispetto al 2001. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato principalmente gli Stati Uniti, il Kazakhstan, l'Egitto, l'Angola, la Russia e il Brasile; in Italia l'attività ha riguardato essenzialmente le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree dell'Italia Centro Meridionale.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari ammontano a 317 milioni di euro e riguardano principalmente l'acquisto della quota: (i) del 2,39% nel PSA "North Caspian Sea" in Kazakhstan dove si trova il giacimento di Kashagan (Eni operatore unico, con una quota del 16,67% dopo l'acquisto); (ii) del 5,6% del campo di Bayu Undan in Australia (quota Eni 12,32% dopo l'acquisto); (iii) dell'11,3% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord britannico (Eni operatore con una quota dell'88,7% dopo l'acquisto); (iv) del 7,9% del campo di Mikkel in Norvegia; (v) dell'8,9% dei giacimenti di Liverpool Bay nel Mare d'Irlanda (quota Eni 53,9% dopo l'acquisto) (v. il paragrafo "Razionalizzazione del portafoglio").

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica a fine periodo

milioni di barili
3.783



Italia 7%
Africa Settentrionale 28%
Africa Occidentale 27%
Mare del Nord 13%
Resto del mondo 25%

Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 4.396 milioni di euro (di cui l'89% all'estero), con un aumento del 27,3%. All'estero gli investimenti di sviluppo hanno riguardato giacimenti di idrocarburi in Nigeria, Iran, Libia, Kazakhstan, Angola, Venezuela e Regno Unito; in Italia gli investimenti hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri.

Gli investimenti tecnici complessivi effettuati nel 2002, ammontano a 5.615 milioni di euro, con un aumento di 1.339 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 31,3%.

Produzione

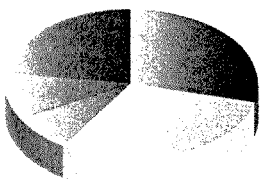
Nel 2002 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.472 mila boe (petrolio e condensati 921 mila barili; gas naturale 551 mila boe) con un incremento di 103 mila boe rispetto al 2001, pari al 7,5%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (con un effetto sulla produzione di 26 mila boe) e le azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari (con un effetto sulla produzione di 8 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvii di campi, principalmente in Algeria, Stati Uniti, Nigeria, Iran, Trinidad & Tobago e Pakistan; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente in Algeria, Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Norvegia, Regno Unito, Italia e Congo. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di campi maturi di gas naturale in Italia. La quota di produzione estera sul totale ha raggiunto il 78,6% (77,5% nel 2001).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (921 mila barili) è aumentata di 64 mila barili, pari al 7,5%, a seguito degli aumenti registrati all'estero (80 mila barili), in particolare: (i) in Algeria, per l'avvio dei campi HBNSE/BKNE/RBK (quota Eni 12,25%) e per l'entrata a regime del campo HBN (quota Eni 34,63%); (ii) in Kazakhstan, dovuto alla circostanza che nel terzo trimestre del 2001 la produzione nel campo di Karachaganak (cooperato dall'Eni con una quota del 32,5%) venne interrotta a seguito del contenzioso di natura fiscale tra Russia e Kazakhstan; (iii) in Congo, dovuto all'avvio nella seconda metà del 2001 dei campi di Foukanda e Mwafi (operati dall'Eni con una quota del 65%); (iv) nel Regno Unito, per l'entrata a regime della produzione dei campi di Elgin/Franklin (quota Eni 21,87%). In Italia la produzione è aumentata di 17 mila barili a seguito dell'entrata a regime dell'oleodotto Monte Alpi che trasporta il petrolio estratto nei giacimenti della Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle flessioni all'estero (33 mila barili) a seguito essenzialmente dei tagli produttivi decisi dall'OPEC.

La produzione giornaliera di gas naturale (551 mila boe) è aumentata di 39 mila boe, pari al 7,6%, a seguito dell'incremento registrato all'estero (48 mila boe), in particolare in Egitto, Stati Uniti (essenzialmente per l'avvio del campo King Kong/Yosemite – quota Eni 50%), Kazakhstan (a seguito dei motivi indicati in precedenza), Regno Unito e Norvegia. Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla diminuzione di 9 mila boe registrata in Italia a seguito del declino produttivo di campi maturi (in particolare Porto Garibaldi/Agostino e Luna).

Riserve certe di gas naturale per area geografica a fine periodo

milioni di boe
3.247



Italia 29%
Africa Settentrionale 30%
Africa Occidentale 8%
Mare del Nord 10%
Resto del mondo 23%

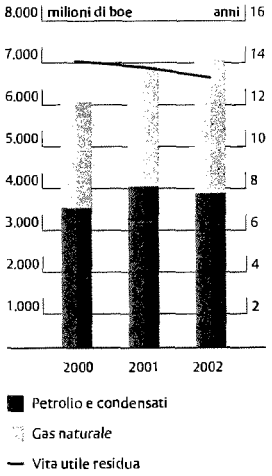
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 523,1 milioni di boe. Il minor volume venduto (14,2 milioni di boe) rispetto alla produzione è dovuto essenzialmente al volume prodotto di gas naturale utilizzato per autoconsumo (8,4 milioni di boe) e alle immissioni di gas naturale negli stoccaggi (1,8 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (333,4 milioni di barili) è stata destinata per il 75% al settore Refining & Marketing (68% nel 2001). La produzione venduta di gas naturale (30,68 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 44% al settore Gas & Power (47% nel 2001).

Razionalizzazione del portafoglio

Nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio finalizzato a concentrare l'attività nelle aree che hanno significative potenzialità di crescita e in cui l'Eni è operatore sono stati conclusi i seguenti accordi:

- l'acquisto di un'ulteriore quota del 2,39% nel PSA "North Caspian Sea" in Kazakhstan dove è localizzato il giacimento di Kashagan (quota Eni 16,67% dopo l'acquisto). A seguito dell'uscita dall'iniziativa di Bp e Statoil, gli altri partner hanno rilevato proporzionalmente le loro quote di partecipazione;
- la cessione alla TotalFinaElf della quota di partecipazione del 25% posseduta nella concessione Gorgoglione, in Basilicata, dove è localizzato il giacimento di Tempa Rossa;
- la cessione alla TotalFinaElf della partecipazione del 45% nel giacimento di petrolio di Alkaliji, nell'offshore del Qatar (unica presenza del settore Exploration & Production nel Paese), con una produzione giornaliera in quota Eni di 12 mila barili;
- l'acquisto dalla società Centrica dell'8,9% dei giacimenti di Liverpool Bay, nel Mare d'Irlanda, e la contemporanea cessione delle quote di partecipazione possedute nei giacimenti di Armada Area (5,58%), Renee (17,26%), Rubie (4,78%) e Goldeneye (4,5%), con una produzione in quota Eni di circa 5 mila boe/giorno, oltre a partecipazioni in licenze esplorative collegate. I giacimenti di Liverpool Bay (quota Eni 53,9% dopo l'acquisto), avviati nel 1995, producono circa 110 mila boe/giorno (59 mila in quota Eni). Nel settore britannico del Mare del Nord, sono state cedute: (i) alla Dana Petroleum Ltd le quote di partecipazione nei campi a olio di Banff (12,4%), Hudson (19,5%) e Otter (19%), con una produzione in quota Eni di circa 5 mila boe/giorno, le partecipazioni nel Brent Pipeline System (1,38%) e nel terminale Sullom Voe (2,35%), nonché permessi esplorativi; (ii) alla Oranje Nassau Ltd le quote di partecipazione possedute nei giacimenti a olio di Cook (20%), Janice (18,2%), Pierce (3,7%) e Chestnut (6,3%) con una produzione in quota Eni di circa 8 mila boe/giorno; (iii) inoltre sono state cedute le partecipazioni nei giacimenti di Pickerill (9,33%), Ravernspurn (14%) e Johnson (6,32%) con una produzione complessiva in quota Eni di circa 2 mila boe/giorno. Queste operazioni si inquadrano in particolare nel processo di razionalizzazione del portafoglio di attività dell'Eni nel Mare del Nord avviato dopo le acquisizioni della British-Borneo e della Lasmo;
- l'acquisto dalla società KerrMcGee dell'ulteriore 5,6% del campo a gas e condensati di Bayu Undan (quota Eni 12,32% dopo l'acquisto), in fase di sviluppo, situato nelle concessioni Zoca 91-12 (Undan) e Zoca 91-13 (Bayu) nella fascia di Cooperazione tra Australia e Timor Est;

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua

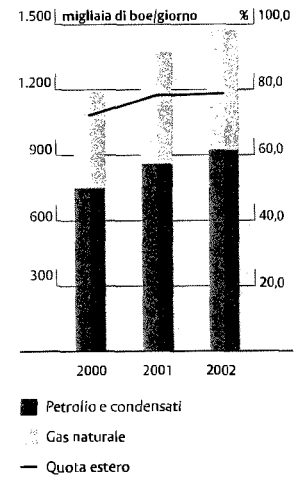


Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe/giorno)		
	2000	**2001**	**2002**	**2000**	**2001**	**2002**
Italia	1.389	1.315	1.199	333	308	316
petrolio e condensati	296	309	255	76	69	86
gas naturale	1.093	1.006	944	257	239	230
Africa Settentrionale	1.929	2.122	2.033	306	317	354
petrolio e condensati	1.039	1.171	1.072	227	228	252
gas naturale	890	951	961	79	89	102
Africa Occidentale	1.093	1.136	1.287	224	233	237
petrolio e condensati	934	976	1.022	213	219	222
gas naturale	159	160	265	11	14	15
Mare del Nord	700	879	825	168	288	308
petrolio e condensati	455	552	498	124	204	213
gas naturale	245	327	327	44	84	95
Resto del mondo	897	1.477	1.686	156	223	257
petrolio e condensati	698	940	936	108	137	148
gas naturale	199	537	750	48	86	109
Totale	6.008	6.929	7.030	1.187	1.369	1.472
petrolio e condensati	3.422	3.948	3.783	748	857	921
gas naturale	2.586	2.981	3.247	439	512	551

(1) Il gas naturale è stato convertito da metri cubi in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in funzione del diverso potere calorifico.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



- l'acquisto del 7,9% del campo di Mikkel nel Mare del Nord norvegese;
- l'acquisto dell'11,3% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord britannico (Eni operatore con una quota dell'88,7% dopo l'acquisto).

Complessivamente le operazioni perfezionate di cessione e di acquisto hanno comportato rispettivamente un incasso di 390 milioni di euro e un esborso di 334 milioni di euro.

In marzo si è conclusa l'acquisizione della società norvegese Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (v. il paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Mare del Nord - Norvegia").

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ITALIA

È stata effettuata una scoperta di gas nell'offshore siciliano al largo di Agrigento con il pozzo Panda 1 perforato a una profondità d'acqua di circa 460 metri. L'Eni, con una quota del 37,5%, è operatore dell'iniziativa. La valutazione preliminare consente di stimare le riserve recuperabili[1] nell'ordine di 9-12 miliardi di metri cubi (equivalenti a 57-76 milioni di boe). A fine anno è iniziata la perforazione del secondo pozzo esplorativo Panda W-1, con l'obiettivo di acquisire maggiori elementi sulle potenzialità del giacimento.

AFRICA SETTENTRIONALE

In *Algeria* è entrata in esercizio la quarta linea di trattamento presso il centro olio di Hassi Berkine South (HBNS - quota Eni 12,25%) nel deserto algerino; sono entrati in produzione i campi HBNSE/BKNE/RBN (quota Eni 12,25%), i campi di Ourhoud (quota Eni 4,59%) e ZEA (quota Eni 49%) ed è entrato a regime il campo HBN (quota Eni 34,63%). Queste azioni hanno consentito di raggiungere una produzione complessiva di 285 mila barili/giorno.

In *Libia*, nell'ambito del progetto di sviluppo congiunto dei giacimenti a gas, olio e condensati dell'area di Wafa, nel deserto a 520 chilometri a Sud-Ovest di Tripoli, e della struttura C (Bahr Essalam) del permesso NC-41, nell'offshore a 110 chilometri a Nord di Tripoli, sono stati assegnati i principali contratti del valore complessivo di 4,2 miliardi di euro (di cui 2,4 in quota Eni) riguardanti la costruzione dei centri di trattamento degli idrocarburi presso Wafa e presso Mellitah sulla costa libica, la piattaforma di produzione offshore e le relative infrastrutture di produzione e di trasporto, compreso un sistema sottomarino di produzione (Ulteriori informazioni sui contratti sono indicate nell'"Andamento operativo - Ingegneria e Servizi - Attività commerciale - Progetto Libia").

In *Egitto* è stata effettuata una nuova scoperta di gas con il pozzo esplorativo Tennin 1 nel permesso esplorativo Est Delta Deep Marine (Eni operatore con una quota del 50%) nell'offshore mediterraneo, di fronte al delta del Nilo, a circa 80 chilometri a Nord di Damietta. Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di circa 300 metri e fino alla profondità di oltre 2.000 metri, ha individuato uno strato sabbioso mineralizzato a gas di circa 60 metri e ha erogato in fase di test oltre 4 mila boe/giorno. È stato avviato lo studio di pre-fattibilità dello sviluppo del giacimento che costituisce un'importante scoperta non solo per la grande potenzialità delle riserve, stimate tra i 15 e i 30 miliardi di metri cubi di gas (equivalenti a 90-180 milioni di boe), ma anche per la possibilità di destinare la produzione all'impianto di liquefazione che l'Unión Fenosa Gas sta costruendo a Damietta (v. "Andamento operativo - Gas & Power - Iniziative di sviluppo").

In *Tunisia* è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo esplorativo Baraka South East 1 nell'offshore tunisino, a circa 100 chilometri a Sud-Est di Tunisi. Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di circa 90 metri e fino alla profondità di oltre 2.300 metri, ha erogato in fase di test circa 5 mila barili/giorno di petrolio di alta qualità; si tratta del più elevato volume di greggio prodotto nell'offshore tunisino con un pozzo perforato verticalmente. Sono in corso di completamento gli studi di sviluppo del giacimento median-

(1) Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

te l'installazione di una FPSO (Floating Production Storage Offloading). Nella concessione di Borj el Kadra (Eni operatore con il 50%), nell'onshore Sud tunisino, è stata effettuata una nuova scoperta a olio con il pozzo Adam 1, che sarà messo in produzione nel secondo semestre 2003.

AFRICA OCCIDENTALE

In *Angola* sono state effettuate due scoperte di petrolio nel Blocco 14 (quota Eni 20%): (i) la prima con il pozzo Gabela 1 che, perforato a una profondità d'acqua di oltre 320 metri, ha erogato in prova oltre 1.000 barili/giorno da un intervallo di 25 metri di roccia porosa. È in programma lo svolgimento di studi geologici e di ingegneria volti a definire le riserve del campo e la predisposizione dello schema di sviluppo del giacimento; (ii) la seconda con il pozzo Negage 1 che, perforato a una profondità d'acqua di 1.444 metri, ha rinvenuto 30 metri di sabbie mineralizzate alla profondità di 2.990 metri e ha erogato in prova oltre 8.600 barili/giorno. È stato inoltre perforato il pozzo Tombua 3 con relativi side tracks; tutti i pozzi sono risultati mineralizzati a idrocarburi; la produzione massima è stata di oltre 10.500 barili/giorno di olio. Nel Blocco 15 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 350 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo Reco-Reco 1 che, perforato a una profondità di 3.798 metri, ha erogato in prova circa 3 mila barili/giorno. Sempre nel Blocco 15 sono stati perforati i pozzi Mondo 2 e Mavacola 2. Il pozzo Mondo 2, perforato a una profondità d'acqua di 748 metri, ha consentito di rinvenire 93 metri di arenarie mineralizzate alla profondità di 2.200 metri.

In *Congo* è stata inaugurata la centrale termoelettrica di Djeno realizzata in 13 mesi dall'Eni e dalla ChevronTexaco con un investimento di 32 milioni di dollari. La centrale, della potenza di 25 megawatt, è alimentata dal gas associato dei giacimenti offshore di Foukanda, Kitina e Djambala (operati dall'Eni con quote rispettivamente del 65, del 35,75 e del 65%) situati a 65 chilometri dalla costa che producono complessivamente 26 mila barili di petrolio al giorno. Il gas viene separato a terra presso il terminale di Djeno attiguo al nuovo impianto elettrico. Il progetto rappresenta il primo esempio in Congo di utilizzo e valorizzazione del gas associato che altrimenti sarebbe bruciato. L'impianto si inquadra nel programma dell'Eni, in Congo e in altri paesi dell'Africa Occidentale, mirato alla riduzione del gas bruciato in atmosfera e al suo impiego per la generazione di energia elettrica. Nel Blocco Marine X, operato dall'Eni con una quota del 90%, sono stati perforati due pozzi di appraisal, Awa Marine 2 e Paloukou Sud Marine 5. Nella concessione Loango, operata dall'Eni con una quota del 50%, è stata eseguita una campagna di acquisizione sismica e di reprocessing mirata a valorizzare le potenzialità del campo e delle strutture adiacenti.

In *Nigeria* nel permesso deep offshore OML 118 (Eni 12,5%) sono stati perforati con successo, a un profondità d'acqua di circa 1.300 metri, 2 pozzi di appraisal nel campo a olio di Bonga SW che hanno consentito l'avvio del progetto di pre-fattibilità per lo sviluppo. Il pozzo Bonga SW 2 ha erogato in prova 4.200 barili/giorno fino a un massimo di 11.000 barili/giorno. Nel permesso deep offshore OPL 316 (Eni operatore con una quota del 50,19%) con la prosecuzione della perforazione del pozzo di sviluppo ABO 4 sono stati scoperti nuovi livelli produttivi profondi. È in corso lo studio di fattibilità; la messa in produzione consentirà di ottenere sinergie con il campo di ABO. A dicembre 2002 è entrato in produzione il campo di EA nel permesso OML 79 (quota Eni 12,86%), con una portata iniziale di 40 mila barili di petrolio/giorno (5 mila in quota Eni). Nel permesso onshore OML 63 (Eni operatore con una quota del 20%) il pozzo di appraisal Obama Deep, perforato a oltre 5.300 metri, ha rinvenuto un livello mineralizzato di idrocarburi prevalentemente liquidi. Il pozzo, che ha erogato in prova 4.170 barili/giorno, è stato completato e allacciato alle facilities di produzione esistenti di Pirigbene.

In *Mauritania* è stata completata con successo la campagna di accertamento della scoperta di Chinguetti (Eni 35%) con la perforazione di due pozzi appraisal ed è stata effettuata una nuova scoperta di idrocarburi con il pozzo esplorativo Banda 1.

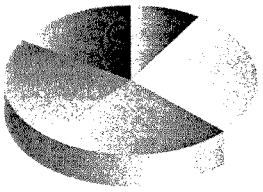
MARE DEL NORD

In *Norvegia* nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della società Fortum Petroleum AS, controllata norvegese della società finlandese Fortum Oy. L'acquisizione ha compor-

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

migliaia di barili/giorno

921



Italia 9%
Africa Settentrionale 28%
Africa Occidentale 24%
Mare del Nord 23%
Resto del mondo 16%

tato l'impegno finanziario complessivo di 975 milioni di dollari corrispondenti al valore degli asset della società (di cui 256 milioni pagato per l'acquisizione della partecipazione e 719 milioni relativi all'indebitamento finanziario netto assunto). Gli asset della Fortum Petroleum sono localizzati nel Mare del Nord norvegese e sono costituiti in particolare dalle partecipazioni nei giacimenti in produzione di Aasgard (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%), di Brage (12,26%), di Heidrun (5,12%), nonché nel giacimento in corso di sviluppo di Mikkel (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%) e in quello da sviluppare di Goliath (15%, operato dall'Eni con il 25%). Fortum Petroleum possiede inoltre partecipazioni in alcune importanti infrastrutture di trasporto del gas: Haltenpipe (5%), Heidrun Gas Export (5,12%) e Aasgard Transport (5%) che collegano alla costa norvegese i giacimenti di Aasgard e Heidrun. È presente anche in Franpipe (1,29%) con il relativo terminale di Dunkerque (0,84%) in Francia e in Europipe II (3,66%) per il trasporto in Germania. A fine 2001 le riserve certe e probabili di Fortum Petroleum erano di circa 202 milioni di boe, di cui la metà di gas naturale. Nel 2002 la produzione giornaliera è stata di 39 mila boe; nel 2003 l'obiettivo è di superare i 40 mila boe. L'operazione si inquadra nella strategia di crescita delle attività upstream attraverso il rafforzamento della presenza nelle aree chiave e l'ampliamento della partecipazione in asset già posseduti al fine di generare sinergie operative. L'acquisto della Fortum consentirà di aumentare del 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia.

RESTO DEL MONDO

In *Australia* occidentale, l'Eni si è aggiudicata in qualità di operatore i due permessi di ricerca WA-326-P (quota Eni 100%) e WA-328-P (quota Eni 66,7%). L'Eni effettuerà linee sismiche di 1.215 chilometri nel primo permesso e di 3.015 chilometri nel secondo permesso. È stata inoltre assegnata la licenza di produzione WA-25-L (Eni operatore con quota del 65%) dove è situato il campo offshore a olio di Woollybutt. L'inizio della produzione è atteso per il secondo trimestre 2003.

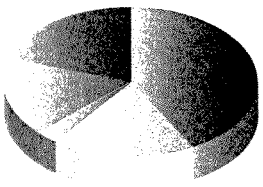
In *Azerbaigian* sono iniziati i lavori di costruzione dell'oleodotto Baku-Tblisi-Ceyhan (quota Eni 5%) che consentirà il trasporto verso il Mediterraneo di parte del petrolio prodotto nell'area del Mar Caspio, collegando Baku con il porto turco di Ceyhan attraverso la Georgia. È previsto che l'oleodotto, lungo 1.740 chilometri e della capacità di trasporto di un milione di barili/giorno, entrerà in esercizio nel 2005. Il valore dell'opera è di circa 3 miliardi di dollari.

In *Croazia* è stato firmato con l'INA (società petrolifera di Stato croata) l'accordo di sviluppo delle riserve di gas naturale scoperte nell'offshore croato dalla società paritetica INAGIP. I giacimenti scoperti (Ivana, Ika, Ida, Annamaria e Marica) hanno riserve recuperabili di gas naturale di 20 miliardi di metri cubi (pari a 120 milioni di boe); il loro sviluppo comporterà la perforazione di 18 pozzi direzionati, la costruzione e l'installazione di 9 piattaforme in 60 metri di profondità d'acqua e la posa di condotte sottomarine per complessivi 120 chilometri. Il costo complessivo del progetto ammonta a circa 320 milioni di euro; la produzione sarà avviata alla fine del 2004. Nella stessa concessione è stata inoltre effettuata una nuova scoperta a gas con il pozzo Katarina 2.

Produzione di gas naturale per area geografica

migliaia di boe/giorno

551



Italia 42%
Africa Settentrionale 18%
Africa Occidentale 3%
Mare del Nord 17%
Resto del mondo 20%

In *Indonesia* nell'area di Rapak e di Ganal (quota Eni 20%), nell'offshore a Est di Kalimantan, sono stati perforati cinque pozzi nei giacimenti di Ranggas, Gandang e Gendalo. Nel giacimento a olio e gas di Ranggas sono stati perforati 3 pozzi, il pozzo R4, a una profondità d'acqua di 1.590 metri ha prodotto oltre 8 mila barili/giorno. Nel giacimento a gas e condensati di Gandang, il pozzo 2A a una profondità d'acqua di 1.710 metri ha confermato l'estensione del giacimento. Nel giacimento a gas e condensati di Gendalo, il pozzo G3 perforato a una profondità d'acqua di 1.550 metri ha prodotto circa un milione di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati.

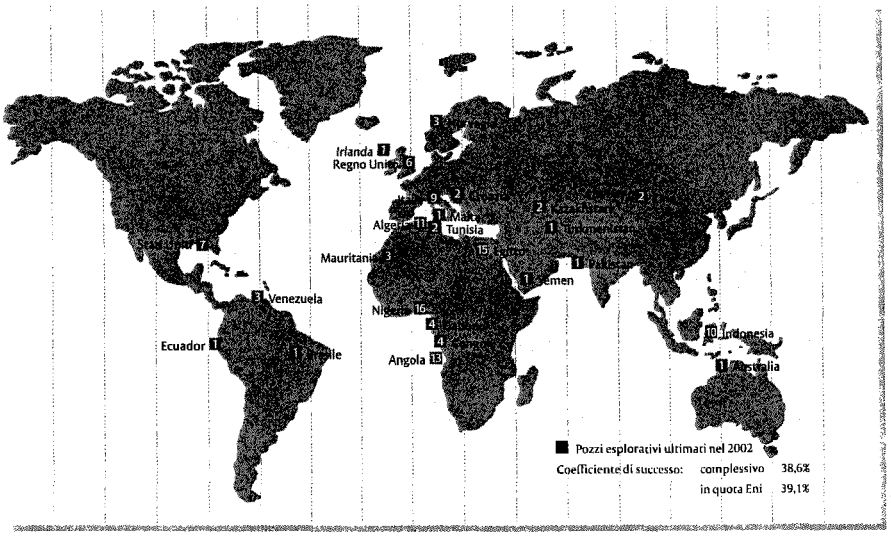
In *Iran*, nell'ambito dello sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas di South Pars nel Golfo Persico (Eni operatore con una quota del 60%), è stata assegnata la commessa, del valore di 1,2 miliardi di dollari, per la realizzazione di quattro impianti di trattamento del gas naturale con una capacità complessiva di 56 milioni di metri cubi di gas/giorno. Il completamento dei lavori è previsto nel 2005. Nel gennaio 2003 è entrato in produzione il campo di Balal con una produzione giornaliera attesa nell'anno di circa 6.000 barili.

In *Kazakhstan*, nell'ambito del PSA "North Caspian Sea" (quota Eni 16,67%) nell'offshore kazako, il secondo pozzo di appraisal KE-3 perforato sul giacimento di Kashagan ha confermato l'importanza della scoperta consentendo di quantificare in 7-9 miliardi di barili le riserve recuperabili di petrolio che potrebbero salire a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas. Il terzo pozzo di appraisal KE-5 ha erogato cumulativamente oltre 7.500 barili/giorno; la fase di test del quarto pozzo di appraisal KE-4 sarà avviata a breve. Il 30 giugno 2002 il Consorzio e le Autorità kazake hanno dichiarato congiuntamente la commercialità delle riserve del campo; a fine dicembre 2002 è stato presentato alle Autorità kazake il Piano di Sviluppo di Kashagan. È in corso l'ingegneria di front end (FEED) relativa alla prima fase di sviluppo.

In un blocco situato nelle vicinanze del giacimento di Kashagan all'interno della stessa area contrattuale e regolato dallo stesso PSA, è stata effettuata una scoperta di petrolio sulla struttura esplorativa di Kalamkas. Il pozzo esplorativo, denominato Kalamkas-1, è stato perforato fino a una profondità di 2.360 metri e ha erogato in fase di test oltre 2.300 barili/giorno. L'attività esplorativa è stata condotta in un contesto difficile a causa della bassa profondità delle acque e del delicato equilibrio dell'ambiente circostante.

In *Pakistan* nell'agosto 2002 è stato firmato il production contract agreement della durata di cinque anni per la licenza esplorativa Manchar, nell'area Khirtart Foldbelt, della superficie di 2.435 chilometri quadrati (Eni operatore con una quota del 55%). Nel Middle Indus Basin, Eni ha ottenuto il 33,33% della concessione SW Miano (II), della durata di tre anni e della superficie di 1.238 chilometri quadrati. È stata ottenuta l'autorizzazione governativa per lo sviluppo del giacimento a gas di Zamzana (quota Eni 17,75%). Il progetto di sviluppo è in avanzata fase di esecuzione, con avvio atteso nel quarto trimestre 2003. Il 30 dicembre 2002 è stato avviato (early production) il campo a gas di Bhit (Eni operatore con quota del 40%); la messa a regime è prevista per il secondo trimestre 2003.

Negli *Stati Uniti*, nel Blocco Green Canyon 516 (quota Eni 50%), situato nelle acque profonde del Golfo del Messico a 240 chilometri a Sud Ovest di New Orleans, è stata avviata la produzione del campo a gas King Kong/Yosemite dopo solo tredici mesi dalla decisione di sviluppo e otto dalla scoperta di Yosemite raggiungendo nel 2002 il picco di 25 mila boe/giorno (12 mila in quota Eni). Lo sviluppo dei due campi, operati dall'Eni, è avvenuto mediante la perforazione a una profondità d'acqua di 1.170 metri di tre pozzi sottomarini collegati alla piattaforma di Allegheny (quota Eni 100%) distante 25 chilometri. Le riserve recuperabili dei due campi in quota Eni sono di 16 milioni di boe; gli investimenti in quota Eni ammontano a circa 90 milioni di dollari. Nel Blocco Green Canyon 562, situato nelle acque profonde del Golfo del Messico a 290 chilometri a Sud di New Orleans, è stato completato



Attività esplorative

con successo il pozzo di delimitazione del giacimento K2 (operato dall'Eni con una quota del 18,17%). Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di 1.100 metri e fino alla profondità di 7.800 metri, ha consentito di stimare in oltre 100 milioni di barili le riserve recuperabili del giacimento; l'inizio della produzione è atteso nel 2004.

Stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita dall'Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'articolo 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati attraverso otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di nove concessioni di stoccaggio[2] rilasciate dal Ministro delle attività produttive. Nel 2002 sono stati resi disponibili maggiori volumi di stoccaggio per il servizio di modulazione ciclica, attraverso interventi di ottimizzazione sui campi esistenti che hanno incrementato la capacità del 13% (da 6,3 a 7,1 miliardi di metri cubi).

In attuazione della delibera n. 26/2002 del 27 febbraio 2002, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n. 49/2002 del 26 marzo 2002 ha determinato le tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative all'anno termico 2002-2003, in vigore dal 1° aprile 2002 con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Le citate delibere 26/2002 e 49/2002 sono state impugnate dalla Stogit con ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per la Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento.

(2) Di cui una attualmente non operativa.

		2001	2002
Capacità disponibili			
Modulazione e minerario	(miliardi di metri cubi)	6,3	7,1
Quota utilizzata dall'Eni	(%)	89	66
Strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1
Clienti di modulazione e minerario	(numero)	4	14

gas & power

Con l'acquisto, in joint venture con la società tedesca EnBW, del 97,81% della GVS, uno dei principali operatori regionali della distribuzione del gas in Germania con volumi trasportati e venduti di circa 7 miliardi di metri cubi/anno, l'Eni fa il suo ingresso in un mercato di grandi dimensioni e consolida la propria leadership europea

L'accordo per l'acquisto del 50% dell'operatore spagnolo Unión Fenosa Gas, con un investimento previsto di 440 milioni di euro, rappresenta un passo importante nella strategia di crescita nel settore gas a livello internazionale. Con l'operazione, l'Eni rafforza la presenza nel mercato spagnolo del gas che presenta interessanti prospettive di crescita e dove l'Eni intende aumentare la propria quota. Sempre nell'ottica del rafforzamento della presenza sul mercato spagnolo, è stata avviata la fornitura della durata di quindici anni di 1,2 miliardi di metri cubi/anno di GNL alla società elettrica Iberdrola

L'Offerta Pubblica di Acquisto su circa il 56% delle azioni della controllata Italgas al prezzo di 13 euro ciascuna si inquadra nella strategia di razionalizzazione e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. L'offerta si è conclusa con successo il 27 gennaio 2003. L'Eni possiede ora il 98,285% del capitale della società ed è in corso il processo di "squeeze out"

Nell'ambito del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica presso i propri siti industriali, sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova centrale a ciclo combinato della potenza di 1.030 megawatt presso Ferrera Erbognone (Pavia) e di potenziamento della centrale di Ravenna con l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza complessiva di 780 megawatt

Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di 58 milioni di euro

(milioni di €)

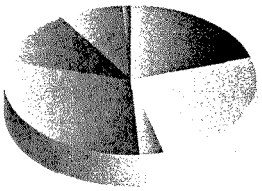
	2000	2001	2002
Ricavi	14.427	16.098	**15.297**
Utile operativo	3.178	3.672	**3.244**
Investimenti tecnici	794	1.065	**1.315**
Investimenti in partecipazioni	1.180	128	**158**
Dipendenti a fine periodo (numero)	16.100	14.286	**13.317**

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria per area geografica

miliardi di metri cubi
62,33



Italia 20%
Algeria 26%
Algeria (GNL) 3%
Russia 30%
Paesi Bassi 12%
Norvegia 8%
Altri 1%

Nel 2002 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 62,33 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale, che hanno rappresentato il 20% del totale approvvigionato (23,3% nel 2001), sono diminuiti di circa 2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero, che hanno rappresentato il 79,7% del totale (76,6% nel 2001), sono aumentati di 1,87 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 3,9%, in particolare per i maggiori acquisti dalla Norvegia (3,73 miliardi di metri cubi) e dai Paesi Bassi (0,55 miliardi di metri cubi) a seguito dell'avvio nell'ottobre 2001 dell'esecuzione dei contratti stipulati nel 1997 con fornitori norvegesi e olandesi (rispettivamente circa 6 e 4 miliardi di metri cubi/anno a regime). I contratti con i fornitori norvegesi sono entrati a regime nel 2002; quello con i fornitori olandesi entrerà a regime nel 2003. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione degli approvvigionamenti dall'Algeria (2,04 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (0,89 miliardi di metri cubi).

Nell'anno sono stati immessi nel sistema di stoccaggio dell'Eni 1,43 miliardi di metri cubi.

Vendite di gas naturale

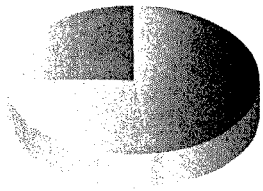
Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (60,76 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari all'1,9%, a seguito della flessione registrata in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%), i cui effetti sono stati

Approvvigionamento di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2000	2001	2002
Italia	13,64	14,62	**12,67**
Algeria	21,56	18,39	**16,35**
Algeria (GNL)	2,01	1,79	**1,92**
Russia	21,03	19,51	**18,62**
Paesi Bassi	6,09	7,00	**7,55**
Norvegia		1,10	**4,83**
Qatar (GNL)			**0,24**
Altri			**0,15**
Totale acquisti	64,33	62,41	62,33
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(2,43)	0,13	**(1,43)**
Consumi interni	(0,65)	(0,58)	**(0,14)**
Disponibilità per la distribuzione primaria	61,25	61,96	60,76

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione

miliardi di metri cubi
52,56



Grossisti 48%
Industriali 27%
Termoelettrici 25%

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2000	2001	2002
Grossisti (aziende distributrici)	30,26	30,83	**25,14**
Clienti finali:	29,66	28,06	**27,42**
- industriali	16,79	15,25	**14,33**
- termoelettrici	12,87	12,81	**13,09**
Italia	59,92	58,89	**52,56**
Europa	1,33	3,07	**8,20**
Vendita distribuzione primaria	61,25	61,96	**60,76**
Vendita distribuzione secondaria all'estero	3,48	3,91	**3,79**

parzialmente compensati dall'incremento delle vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, la diminuzione delle vendite di gas in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%) è dovuta essenzialmente alla flessione nel segmento grossisti (5,69 miliardi di metri cubi, pari al 18,5%) a seguito del progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000[1], al processo di concentrazione in atto nel settore e al clima mite registrato nei mesi di novembre e dicembre. Anche il segmento industriale ha registrato una diminuzione (0,92 miliardi di metri cubi, pari al 6,0%) dovuta all'effetto congiunturale e alle interruzioni di forniture interrompibili attuate in conseguenza delle rigide condizioni climatiche di inizio anno. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite al segmento termoelettrico (0,28 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%) dovute alle nuove forniture a centrali del segmento, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle minori vendite causate da interruzioni delle forniture ai clienti con contratti interrompibili.

Le maggiori vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%) sono dovute alla progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con operatori del settore (Plurigas, Edison, Dalmine e Cir Energia) e alla prima fornitura di GNL alla società elettrica spagnola Iberdrola (0,37 miliardi di metri cubi) in esecuzione del contratto della durata di quindici anni per la fornitura di volumi di gas naturale liquefatto corrispondenti a regime a 1,2 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (7,84 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,28 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%, a seguito essenzialmente del clima mite, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento di circa 119 mila unità del numero dei clienti serviti (5,68 milioni al 31 dicembre 2002). Al 31 dicembre 2002 il numero dei comuni serviti era di 1.197 unità (1.186 al 31 dicembre 2001).

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione e di sviluppo nel settore del gas naturale, anche in campo internazionale, e coerentemente ai programmi annunciati al mercato in corso di realizzazione, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 25 novembre 2002 ha deliberato il lancio di un'Offerta Pubblica di Acquisto volontaria sul totale delle azioni ordinarie Italgas SpA non possedute direttamente o indirettamente dall'Eni, pari a circa il 56% del capitale sociale. L'Eni ha offerto un prezzo unitario di 13 euro per azione, da corrispondere interamente "per cassa", che comprende un premio del 25,7% rispetto alla media ponderata dell'ultimo mese e del 19,1% rispetto al prezzo ufficiale del giorno di borsa aperta antecedente quello di annuncio dell'Offerta.

L'Offerta si è conclusa il 27 gennaio 2003; sono state portate in adesione n. 189.340.323 azioni rappresentanti il 97,189% delle azioni oggetto di offerta (194.817.383) e il 54,326% del capitale sociale di Italgas SpA costituito da n. 348.523.506 azioni. Il pagamento del corrispettivo delle azioni portate in adesione (2.461 milioni di euro) è avvenuto in data 6 febbraio 2003. Le azioni Italgas sono state revocate dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario a decorrere dal 7 febbraio 2003.

Tenuto conto delle n. 153.206.123 azioni possedute direttamente e indirettamente dall'Eni SpA, l'Eni detiene complessivamente n. 342.546.446 azioni Italgas, rappresentanti il 98,285% del capitale sociale della società. Essendosi verificati i presupposti di cui all'art. 111 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, l'Eni, con avviso pubblicato in data 4 febbraio 2003, ha dichiarato di voler acquistare le azioni non portate in adesione all'offerta; il diritto di acquisto è stato esercitato il 25 marzo 2003, senza procedere a offerta residuale, al prezzo fissato dall'esperto nominato dal Presidente del Tribunale di Torino in 13 euro. L'esborso per l'Eni sarà di circa 78 milioni di euro.

(1) v. all'interno di Gas & Power - Quadro normativo - Distribuzione primaria.

Nell'ambito della strategia di alleanze con i comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, è stato acquistato, in partnership con Acea SpA, il 46,2% del capitale della Ages SpA, società municipalizzata del comune di Pisa. L'esborso dell'Eni è stato di 42 milioni di euro.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria all'estero (3,79 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 3,1% (3,91 miliardi di metri cubi nel 2001).

Trasporto di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (73,67 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,09 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 5,9%, a seguito dei maggiori volumi trasportati per conto di operatori del sistema (7,70 miliardi di metri cubi pari al 67,5%), solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (3,61 miliardi di metri cubi).

Iniziative di sviluppo

L'Eni e la EnBW (Energie Baden-Württemberg AG, terzo operatore elettrico tedesco), tramite la joint venture paritetica di diritto tedesco EnBW-Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, hanno acquistato il 97,81% del capitale della GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH), quarto operatore nel mercato del gas in Germania. Il residuo 2,19% del capitale è oggetto di una put option concessa a un azionista di minoranza, esercitabile entro il 30 settembre 2004 alle medesime condizioni economiche dell'acquisto. La joint venture EnBW-Eni ha acquistato anche il 47,57% del capitale della EBS, partecipata a sua volta dalla GVS con il 51%, che possiede partecipazioni in società operanti nei settori della distribuzione di gas e della cogenerazione. GVS trasporta e vende, attraverso un sistema di gasdotti lungo circa 1.880 chilometri, circa 7,4 miliardi di metri cubi di gas/anno alle società locali di distribuzione che servono circa 750 comuni nell'area Sud Occidentale del Paese. Nell'esercizio 2001-2002[2] la società ha registrato un fatturato di circa 1,5 miliardi di euro e un utile netto di circa 59 milioni di euro. Il 17 dicembre 2002 la Commissione europea ha autorizzato l'operazione a condizione che le parti consentano la risoluzione anticipata dei contratti di fornitura a lungo termine tra i distributori locali di gas e la GVS. Il diritto dovrà essere concesso anche ai clienti delle società controllate da EnBW. In sintesi, Eni ed EnBW si devono adoperare affinché GVS conceda il diritto di recesso ai propri clienti dai contratti di acquisto gas, diritto esercitabile una sola volta a scelta dei clienti in due anni contrattuali distinti (nel 2004 o nel 2006 per i contratti in scadenza nel 2008 e nel 2005 o nel 2007 per i contratti in scadenza nel 2015). Il closing è avvenuto il 27 dicembre 2002 e il valore dell'operazione ammonta per la joint venture EnBW-Eni a 704 milioni di euro. I soci hanno finanziato l'acquisizione versando un aumento di capitale di circa 178 milioni di euro (89 in quota Eni); per la restante

(2) L'esercizio sociale inizia il 1° ottobre e termina il 30 settembre.

Volumi di gas naturale trasportati [1] (miliardi di metri cubi)

	2000	2001	2002
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	63,73	58,17	54,56
Per conto terzi	9,45	11,41	19,11
Enel	6,27	6,28	8,28
Edison Gas	2,10	2,98	4,61
Altri	1,08	2,15	6,22
	73,18	69,58	73,67

(1) Comprendono le quantità destinate agli stoccaggi nazionali.

parte EnBW-Eni è ricorsa al mercato finanziario. Con la sua partecipazione nella GVS l'Eni fa il suo ingresso in un mercato di grandi dimensioni e consolida la leadership europea.

L'Eni, in joint venture paritetica con Gazprom, partecipa al capitale della Blue Stream Pipeline Company BV, società costituita per la costruzione, il finanziamento e l'esercizio di un sistema di trasporto gas tra la Federazione Russa e la Turchia attraverso il Mar Nero. Il gasdotto trasporterà gas di provenienza russa che sarà commercializzato congiuntamente dall'Eni e da Gazprom in Turchia sulla base di un contratto di fornitura alla società turca Botas con scadenza nel 2026. L'opera, del valore complessivo di circa 2,4 miliardi di dollari, è costituita da due condotte sottomarine, della lunghezza di 380 chilometri ciascuna, e da una centrale di compressione a Beregovaja sulla costa russa del Mar Nero. I lavori di posa delle condotte, che hanno raggiunto la profondità record di 2.150 metri, sono stati completati nel febbraio 2002, per la prima condotta, e nel giugno 2002, per la seconda. La costruzione della centrale di compressione sarà completata nel secondo semestre 2003. Le due condotte sottomarine, unitamente al by-pass strumentato della centrale di compressione, sono state collaudate e messe in gas: il sistema è pronto per l'esercizio dal 30 dicembre 2002. L'avvio delle operazioni commerciali è avvenuto nel febbraio 2003. I volumi trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente dal 2003 per raggiungere a regime circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni).

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività del gas naturale, il 14 marzo 2003 è stato perfezionato l'accordo sottoscritto nel dicembre 2002 con la società spagnola Unión Fenosa SA per l'acquisto del 50% della controllata Unión Fenosa Gas. L'operazione sarà eseguita, una volta ottenuta l'autorizzazione delle competenti Autorità antitrust, attraverso un aumento di capitale della Unión Fenosa Gas di 16 milioni di euro (corrispondente al 50% del capitale sociale dopo l'aumento sottoscritto integralmente dall'Eni) gravato da un sovrapprezzo di 424 milioni di euro, con un esborso complessivo di 440 milioni di euro.

La società svolge attività di approvvigionamento e di vendita di gas all'utenza finale e al settore della generazione di energia elettrica. È titolare di un contratto di approvvigionamento venticinquennale (con l'opzione di ulteriori 25 anni) di 4 miliardi di metri cubi di gas/anno con l'EGAS (Egyptian Natural Gas Holding Company) e sta costruendo l'impianto di liquefazione della capacità di oltre 7 miliardi di metri cubi/anno presso Damietta sulla costa egiziana. Nel maggio 2002 la società ha sottoscritto con il Governo dell'Oman l'accordo per lo sviluppo di una joint venture nel settore gas che prevede la partecipazione alla costruzione del nuovo impianto di liquefazione gas in Oman, il cui completamento è previsto entro il 2006. Dalla stessa data, in esecuzione del relativo contratto di approvvigionamento ventennale di gas, la società acquisterà 2,2 miliardi di metri cubi/anno. Unión Fenosa Gas è titolare di un contratto di noleggio di due navi metaniere della durata di 25 anni e della partecipazione, rispettivamente del 19% e del 45%, negli impianti di rigassificazione di Reganosa e di Sagunto, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2005.

Unión Fenosa Gas beneficerà della liberalizzazione del mercato spagnolo del gas che nei prossimi 5 anni è previsto crescere in media di oltre il 10% all'anno, raggiungendo nel 2010 il consumo complessivo di 42 miliardi di metri cubi. Unión Fenosa Gas ha l'obiettivo di raggiungere la quota di mercato del 13% e di sviluppare la propria attività sui mercati internazionali; in particolare la società venderà circa 2,5 miliardi di metri cubi di gas/anno agli impianti a ciclo combinato della Unión Fenosa SA.

L'Eni ha firmato un accordo con il Governo portoghese per posticipare il collocamento in borsa (IPO) di Galp Energia (33,34% Eni) al 31 dicembre 2003, posticipando, conseguentemente al 30 giugno 2004 il correlato termine di 6 mesi entro il quale l'Eni avrà la facoltà di esercitare il diritto di opzione per l'acquisto pro-quota di ulteriori azioni di Galp Energia (pari al 12,9% del capitale sociale) ove l'IPO non dovesse essere effettuata entro la nuova data del 31 dicembre 2003. Nel 2002 l'attività di commercializzazione gas della Galp Energia ha raggiunto i 3,3 miliardi di metri cubi; nell'attività di distribuzione secondaria sono stati venduti 550 milioni di metri cubi.

Nel gennaio 2003, la Tigaz (controllata dall'Eni con il 50%) ha rafforzato ulteriormente la sua presenza nel mercato della distribuzione del gas acquistando dalla società di Stato MOL, per un valore di circa 80 milioni di euro, la quota di maggioranza delle quattro società che

distribuiscono gas naturale nelle regioni Centro-Settentrionali dell'Ungheria: Mol-Gàz, Zsàmbèrkgàz, Gerecsegàz e Turulgàz. Le società servono complessivamente 150 mila clienti, distribuendo 400 milioni di metri cubi di gas naturale in 407 centri urbani. L'acquisto sarà perfezionato successivamente al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Quadro normativo

Distribuzione primaria

Nel 2002 è entrato in vigore il tetto sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione destinato alla vendita di cui all'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 164/2000 che fissa il limite massimo di immissioni consentito a ciascun operatore nella misura del 75% dei consumi nazionali nel primo anno di regolamentazione, limite che si riduce di 2 punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%. Nel 2003 entrerà in vigore il tetto sulle vendite ai clienti finali che fissa il limite massimo delle vendite dirette consentito a ciascun operatore nel 50% dei consumi nazionali. Entrambe le percentuali indicate sono calcolate al netto degli autoconsumi e per il tetto sulle vendite anche al netto delle perdite di sistema. La verifica del rispetto dei tetti è effettuata alla fine del primo triennio di regolamentazione e, successivamente di anno in anno, confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto legislativo con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore.

Il 17 luglio 2002 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato la delibera n. 137, avente come oggetto l'"adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto di gas naturale e di norme per la predisposizione di codici di rete", ottemperando agli obblighi imposti dall'articolo 24, comma 5, del D.Lgs. 164/2000. La delibera fissa i criteri di priorità relativi al conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata del sistema nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per una durata non superiore a cinque anni. In particolare i criteri fissati riconoscono ai contratti "take or pay" sottoscritti prima del 1998 una priorità di accesso nel limite della quantità contrattuale media giornaliera, non è quindi garantita la priorità di accesso dell'intera flessibilità contrattuale. Infatti, i contratti "take or pay" sottoscritti prima del 1998 prevedono il diritto dell'Eni, come acquirente del gas, di ritirare volumi giornalieri di gas naturale in misura superiore alla quantità contrattuale media giornaliera; questa flessibilità contrattuale, data dalla differenza tra la quantità massima giornaliera a cui l'Eni ha diritto e la quantità media contrattuale giornaliera, è utilizzata dall'Eni in particolare nei periodi invernali. Per i volumi di gas a cui non viene attribuita priorità di accesso, si procede, in caso di congestione del relativo punto di ingresso al sistema nazionale, alla ripartizione pro-quota della capacità disponibile. La delibera prevede inoltre un regime transitorio che riconosce nell'anno termico 2002-2003 priorità di accesso anche ai due terzi della differenza tra la quantità contrattuale massima giornaliera e la quantità contrattuale media giornaliera; nell'anno termico 2003-2004 la priorità sarà limitata a un terzo di tale differenza. Il 6 novembre 2002 l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia contro la delibera 137/2002 al fine di ottenerne l'annullamento. L'Eni ritiene la delibera illegittima alla luce della direttiva europea per il settore gas n. 98/30/CE nonché del D.Lgs. n. 164/2000.

Il 21 novembre 2002, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha concluso l'istruttoria, avviata a seguito della segnalazione di Blugas SpA in relazione a presunti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza, assolvendo l'Eni dall'abuso riguardante la specifica vicenda (derivante dal parziale accoglimento della richiesta Blugas di accesso alla rete nel periodo primavera-estate 2001) e configurando a carico dell'Eni una fattispecie abusiva inerente l'effetto escludente dei contratti di vendita gas all'estero stipulati nel 2001 i cui volumi sono importati dai soggetti acquirenti sul mercato italiano. L'Autorità ritiene infatti che tali contratti vanificano di fatto la ratio dell'art. 19 del D.Lgs. 164/2000, che fissa i limiti alle immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti da parte di un singolo ope-

ratore. In considerazione di tale condotta abusiva, l'Autorità, tenuto conto della incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, ha imposto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni una "relazione circa le misure idonee a eliminare l'infrazione accertata, con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente". L'Eni ha depositato il 6 marzo 2003 la relazione richiesta nel provvedimento. In data 5 febbraio 2003 ha presentato ricorso avanti al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per il Lazio - Roma per l'annullamento del provvedimento adottato dall'Autorità.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto di lungo termine che hanno una durata residua media di circa 17 anni. I contratti in essere, che contengono clausole "take or pay", assicureranno dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 10 e Norvegia 6); complessivamente i volumi di gas naturale oggetto di questi contratti sono circa 1.118 miliardi di metri cubi. Gli approvvigionamenti di gas naturale finora non hanno mai comportato l'applicazione delle clausole "take or pay". Le importazioni di gas per i prossimi esercizi sono state programmate utilizzando la massima flessibilità consentita dai contratti di approvvigionamento gas, nell'assunzione di ottenere conferimenti di capacità di ingresso alla rete italiana dei gasdotti in coerenza con la predetta flessibilità. Questa assunzione, nel caso in cui si realizzi una congestione all'ingresso della rete italiana dei gasdotti, implica una revisione delle attuali linee guida del codice di rete – emanate dall'Autorità con la delibera n. 137/2002 – anche a seguito dei ricorsi presentati in sede amministrativa dall'Eni e da altri operatori.

Sulla base delle migliori stime effettuate in funzione degli elementi attualmente a disposizione, pur in presenza della incertezza normativa, non si ritiene di dover effettuare stanziamenti per penalità relative alle clausole "take or pay" di cui ai contratti di approvvigionamento.

Distribuzione secondaria

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 122/2002 ha modificato il regime tariffario delle attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato definito in precedenza con delibera del 28 dicembre 2000, n. 237. La delibera n. 122 tiene conto della sentenza del 13 giugno 2001 del TAR per la Lombardia che, accogliendo il ricorso dell'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas, ha integrato la parte della delibera n. 237 in cui si stabiliva la determinazione in base a criteri parametrici del costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle imprese interessate. Con la delibera n. 122 l'Autorità introduce il metodo del costo storico rivalutato ai fini della determinazione del costo del capitale investito di tutte quelle imprese che, come l'Italgas, dispongono di bilanci assoggettati a revisione contabile a partire dall'esercizio che si conclude anteriormente al 1° gennaio 1991 in alternativa al metodo parametrico definito dalla precedente delibera n. 237/2000.

Il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, entrato in vigore il 5 settembre e convertito con legge n. 238/2002, ha bloccato fino al 30 novembre 2002, tra gli altri, gli aumenti tariffari relativi all'attività di distribuzione di gas naturale ai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e all'attività di fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Il decreto, confermando le tariffe in vigore prima di agosto, ha reso inapplicabili gli aumenti tariffari relativi al bimestre settembre-ottobre 2002 deliberati dall'Autorità e ha sospeso quelli attesi nel bimestre novembre-dicembre. In particolare, con riguardo al bimestre settembre-ottobre, l'Autorità aveva confermato la tariffa corrente di distribuzione di gas naturale. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 31 ottobre 2002 ha stabilito i criteri integrativi che l'Autorità deve applicare nella determinazione delle tariffe; sulla base del decreto, l'Autorità provvede a: (i) definire, calco-

lare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas anche successivamente all'apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato; (ii) definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente dei costi variabili che minimizzino l'impatto inflazionistico, in particolare prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia, sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese produttrici di energia, nel più generale rispetto degli obiettivi di competitività del sistema produttivo; (iii) definire le modalità di imputazione degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale, al fine di minimizzare il costo netto complessivo dell'intervento e di rispettare condizioni di neutralità dell'incidenza sulle diverse tipologie di utenza. Coerentemente con le disposizioni del decreto, l'Autorità: (i) con delibera del 29 novembre 2002, n. 195, ha modificato i metodi di calcolo dell'aggiornamento periodico delle componenti tariffarie dell'elettricità e del gas che recepiscono le variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime. Le modifiche si riferiscono alla periodicità dell'aggiornamento, che da bimestrale diventa trimestrale, e alla durata del periodo di riferimento per il calcolo delle variazioni della media dei prezzi internazionali rispetto al mese che precede il trimestre di applicazione che è ampliato dai precedenti ultimi sei mesi agli ultimi nove mesi. La soglia di invarianza, superata la quale si procede all'aggiornamento della tariffa, è stata mantenuta al 5%. Le modifiche introdotte hanno determinato il mantenimento fino a dicembre 2002 delle tariffe definite nel mese di luglio; (ii) con delibera del 12 dicembre 2002, n. 207, ha stabilito che le imprese di vendita del gas a mezzo di reti locali continuino ad applicare ai clienti non idonei al 31 dicembre 2002 e ai clienti idonei alla stessa data che non si sono avvalsi della capacità di stipulare nuovi contratti le condizioni praticate a tale data; propongano ai soli clienti non idonei al 31 dicembre sia le offerte contrattuali proprie sia quelle determinate sulla base dei criteri fissati dall'Autorità, dandone adeguata pubblicità entro il 31 marzo 2003 (pubblicandole nel proprio sito internet, in almeno un quotidiano ad ampia diffusione nell'area di interesse e sul Bollettino ufficiale della regione o provincia autonoma).

Trasporto

La Regione Sicilia, con legge regionale del 26 marzo 2002, ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar ricadenti nel proprio territorio. Il tributo ambientale è finalizzato "al finanziamento di investimenti tendenti a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte nelle quali è contenuto il gas metano". Il tributo è determinato per l'anno 2002 nella misura di 153 euro per metro cubo di volume dei gasdotti insistenti su suolo pubblico e di 137,70 euro per metro cubo di volume per quelli insistenti su suolo privato. Il tributo è entrato in vigore a decorrere da aprile 2002 e l'importo dovuto da Snam Rete Gas SpA per l'anno 2002 ammonta a circa 97 milioni di euro. La misura del tributo può essere modificata dalla Regione entro il 31 dicembre di ogni anno con apposito provvedimento normativo. In mancanza, si intende prorogata la misura dell'anno precedente aumentata dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo.

Al fine di tutelare gli interessi sociali, Snam Rete Gas: (i) ha presentato in data 30 luglio 2002 denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura d'infrazione nei confronti dello Stato italiano, con possibilità, una volta esaurita la fase precontenziosa, che la stessa Commissione possa fare istanza affinché la Corte di giustizia adotti un provvedimento urgente teso a sospendere l'esecuzione della legge regionale contestata; (ii) ha provveduto alla notifica alla Regione Sicilia delle istanze di rimborso delle somme versate, atto propedeutico al successivo contenzioso giurisdizionale, e alla diffida di disporre di tali somme in considerazione del loro dovuto rimborso; (iii) in data 18 ottobre 2002, formatosi il silenzio rifiuto all'istanza di rimborso della prima rata del tributo, ha presentato ricorso alla Commissione Tributaria di Palermo volto a ottenere un definitivo e rapido accertamento in ordine alla legittimità del tributo.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo dell'attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. In relazione a ciò, con la delibera n. 146/2002 l'Autorità ha pubblicato due "set" di tariffe: uno, vigente, che non tiene conto del tributo, e l'altro che lo include e che sarà applicato automaticamente e con effetto retroattivo nel caso venga riconosciuta la legittimità del tributo.

Snam Rete Gas nel settembre 2002 ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe comprensive del tributo. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario e perciò non ha accolto il ricorso. Nel dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti sulla base di autorevoli pareri legali e della citata sentenza del TAR; le rate versate fino al mese di novembre ammontano a 86,4 milioni di euro.

La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. Nel rispetto del principio della prudenza, la Snam Rete Gas non ha rilevato a conto economico il recupero degli oneri sostenuti, in considerazione della incertezza su quelle che saranno le fasi dell'evoluzione del contenzioso, nonché dei tempi tecnici necessari per giungere a una sentenza definitiva.

Con delibera n. 128/2002, pubblicata l'11 luglio 2002, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato la proposta tariffaria relativa all'utilizzo del terminale GNL di Panigaglia per l'anno termico 2002-2003, presentata il 28 marzo 2002 dalla GNL Italia SpA. Al fine di favorire lo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione, l'Autorità ha definito la disciplina di accesso ai terminali GNL nel caso di realizzazione di nuovi impianti e del loro potenziamento con la delibera n. 91/2002 pubblicata il 16 maggio 2002.

generazione elettrica

L'Eni opera nel settore della generazione e commercializzazione di energia elettrica attraverso EniPower che possiede cinque centrali termoelettriche della potenza di circa 1.000 megawatt, ubicate presso le raffinerie dell'Eni di Livorno e Taranto e gli stabilimenti petrolchimici di Brindisi, Mantova e Ravenna.

Nel 2002 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 5.004 gigawattora, di cui circa il 27% è stato ceduto ad altri settori dell'Eni; le vendite di vapore sono state di 9.302 mila tonnellate. Inoltre sono state commercializzate ai clienti idonei 1.744 gigawattora di energia elettrica di acquisto.

È stato inaugurato a Ferrera Erbognone (Pavia), il cantiere per la costruzione della nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato. La nuova centrale, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico, avrà una potenza di circa 1.030 megawatt e produrrà, a regime, circa 6,8 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata prevalentemente a gas naturale e utilizzerà come combustibile anche il gas di raffineria prodotto dal vicino impianto dell'Eni. La realizzazione della centrale comporta l'investimento di 550 milioni di euro più 170 milioni di euro per l'impianto di gassificazione di olii combustibili da realizzarsi nell'adiacente raffineria. L'avviamento del primo gruppo da 390 megawatt è programmato a fine 2003. Gli investimenti, inseriti nell'ampio programma mirato a ridurre l'impatto ambientale degli stabilimenti dell'Eni presenti nell'area di Ferrera Erbognone e Sannazzaro de' Burgondi, consentiranno al sito di ridurre le emissioni di ossidi di zolfo di circa 3.700 tonnellate l'anno e il traffico veicolare di 20.000 autobotti l'anno.

Sono stati avviati i lavori per la costruzione di due nuovi gruppi a ciclo combinato, con potenza totale di 780 megawatt, presso la centrale termoelettrica di Ravenna. La centrale avrà una potenza complessiva di oltre 970 megawatt e produrrà, a regime, circa 6,4 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata a gas naturale. La realizzazione della centrale, che comporta un investimento di circa 380 milioni di euro, consentirà inoltre di ottenere importanti vantaggi per l'ambiente con l'azzeramento dell'emissione nell'aria di ossidi di zolfo (2.317 tonnellate nel 2001) e di polveri (71 tonnellate nel 2001). Il completamento della prima delle due unità e il suo avviamento sono programmati a fine 2003.

Investimenti tecnici

Nel 2002 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.315 milioni di euro) sono aumentati di 250 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 23,5%, e hanno riguardato: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale in Italia (606 milioni di euro); (ii) il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (426 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna; (iii) la costruzione del gasdotto Greenstream (236 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 operati dall'Eni.

		2000	2001	2002
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	827	784	**819**
Altri combustibili	(migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	842	936	**885**
Vendite				
Produzione venduta di energia elettrica	(gigawattora)	4.766	4.987	**5.004**
Trading di energia elettrica	(gigawattora)		1.560	**1.744**
Vapore	(migliaia di tonnellate)	9.535	10.025	**9.302**

refining & marketing

Il riassetto del polo di raffinazione di Priolo-Melilli in Sicilia rappresenta un passo importante nella strategia dell'Eni di riequilibrio della capacità di raffinazione con l'obiettivo di migliorare ulteriormente il bilanciamento tra la propria produzione e la domanda nonché la flessibilità nella gestione del supply

Nell'ambito del processo di ristrutturazione della rete in Italia, finalizzato al raggiungimento degli standard europei in termini di erogato medio e di servizi al cliente, sono state cedute 246 stazioni di servizio, chiuse 549 ed è stata potenziata la rete portante con la realizzazione e l'acquisizione di circa 150 stazioni di servizio di proprietà e convenzionate; l'erogato medio in Italia è aumentato del 3,9% (da 1,643 a 1,707 milioni di litri). Sono stati definiti accordi per la cessione di ulteriori 330 impianti in Italia il cui perfezionamento avverrà nel 2003

È proseguita l'attuazione della strategia di sviluppo in selezionate aree dell'Europa dove l'Eni può far leva sulle sinergie logistico-operative e sulla notorietà del marchio: sono state acquistate 61 stazioni di servizio in Francia, 40 localizzate nell'Europa Centro-Orientale e sono in corso di perfezionamento accordi per l'acquisto di ulteriori 313 unità localizzate in Spagna, Germania Meridionale e Francia Sud-Orientale

Le azioni di razionalizzazione e dismissione hanno consentito di ridurre i costi di 60 milioni di euro

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi	25.462	22.083	**21.546**
Utile operativo	986	985	**321**
Investimenti tecnici	533	496	**550**
Investimenti in partecipazioni	570	51	**54**
Dipendenti a fine periodo (numero)	16.130	15.172	**13.757**

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2002 sono state acquistate 59,50 milioni di tonnellate di petrolio (58,51 nel 2001), di cui 34,04 dal settore Exploration & Production, 17,06 dai paesi produttori con contratti a termine e 8,40 sul mercato spot. La ripartizione del petrolio acquistato per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Settentrionale, 24% dall'Africa Occidentale, 17% dal Mare del Nord, 12% dal Medio Oriente, 10% dai paesi dell'ex Unione Sovietica, 8% dall'Italia e 4% da altre aree. Sono state commercializzate 27,26 milioni di tonnellate di petrolio, con un incremento di 4,56 milioni di tonnellate rispetto al 2001, pari al 20,1%. Sono stati inoltre acquistati 5,06 milioni di tonnellate di semilavorati (4,18 nel 2001) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16,57 milioni di tonnellate di prodotti (15,23 nel 2001) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,16 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (6,41 milioni di tonnellate).

Raffinazione

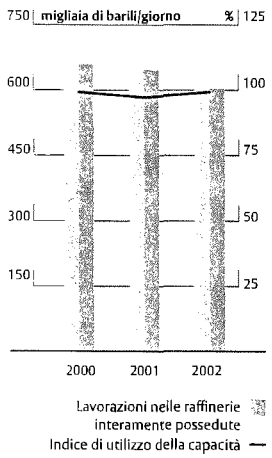
Accordo su Priolo

Nell'ambito della strategia di riequilibrio della capacità di raffinazione con l'obiettivo di migliorare ulteriormente il bilanciamento tra la produzione e la domanda, è stato concluso in ottobre l'accordo con la Erg relativo al conferimento delle raffinerie siciliane di Priolo (Eni) e di Melilli (Erg), nonché delle centrali termoelettriche al servizio delle stesse, alla neo costituita Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%). L'Eni e la Erg hanno rispettivamente le opzioni per la vendita e per l'acquisto della partecipazione azionaria dell'Eni entro il 2006 ("put and call option") a un prezzo prefissato. L'operazione, autorizzata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prevede un accordo di lavorazione di durata quadriennale sulla base del quale Erg Raffinerie Mediterranee riceverà ogni anno circa 2 milioni di tonnellate di greggi di proprietà Eni e riconsegnerà alla stessa i relativi prodotti finiti a un compenso prestabilito. A seguito dell'accordo, le lavorazioni in conto proprio dell'Eni sono previste ridursi a regime, nel 2006, di circa 7,5 milioni di tonnellate.

Lavorazioni

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (37,73 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,26 milioni di tonnellate, pari al 5,7%, a seguito essenzial-

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)

	2000	2001	2002
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,93	32,24	**30,09**
Lavorazioni in conto terzi	(3,41)	(1,45)	**(1,88)**
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	8,41	5,92	**6,27**
Consumi e perdite	(2,11)	(1,95)	**(1,91)**
Prodotti disponibili da lavorazioni	35,82	34,76	**32,57**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	4,30	5,19	**6,06**
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,58)	(4,96)	**(5,56)**
Prodotti venduti	35,54	34,99	33,07
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	3,07	3,02	**2,98**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	10,27	10,27	**10,41**
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,58	4,96	**5,56**
Prodotti venduti	17,92	18,25	**18,95**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	53,46	53,24	**52,02**

(1) Include le lavorazioni sulla raffineria di Milazzo e dall'ottobre 2002 anche le lavorazioni sulla raffineria di Priolo.

mente della riduzione della capacità di raffinazione (un milione di tonnellate; 1,6 milioni di tonnellate a regime) per la cessione alla Tamoil, effettuata nel 2001, di quote di capacità e per il perfezionamento nel 2002 degli accordi con la Erg per il conferimento alle Raffinerie Mediterranee della raffineria di Priolo (circa 1,3 milioni di tonnellate; 7,5 a regime nel 2006). L'indice di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà calcolato sulle lavorazioni complessive (comprese quelle in conto terzi) è stato del 99%, con un aumento di 2 punti percentuali rispetto al 2001 dovuto essenzialmente al migliore bilanciamento tra la capacità di raffinazione e la domanda conseguente all'accordo sulla raffineria di Priolo. Il 37,4% del petrolio lavorato in conto proprio è di produzione Eni (29,1 nel 2001).

Ceska Rafinerska

L'Eni partecipa con il 16,33% nella società Ceska Rafinerska ("CRC") che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov, nella Repubblica Ceca, con una capacità di raffinazione complessiva di circa 8 milioni di tonnellate annue.

Nel 2002 i soci della CRC hanno approvato il piano di conversione che prevede a partire dal secondo semestre 2003 la fornitura del servizio di lavorazione del petrolio per conto degli azionisti in proporzione alle rispettive quote di partecipazione. In precedenza gli azionisti ritiravano il prodotto in base alle quote di partecipazione.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (52,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,22 milioni di tonnellate, pari al 2,3%, essenzialmente a seguito delle minori vendite sui mercati rete ed extrarete (1,10 milioni di tonnellate) e delle minori vendite alla Petrolchimica Italia (0,41 milioni di tonnellate).

Acquisti/Cessioni di stazioni di servizio

Nell'ambito della strategia di riequilibrio della propria presenza nel downstream in Italia e di sviluppo selettivo all'estero nelle aree a presenza consolidata e con interessanti prospettive di crescita sono state effettuate le seguenti operazioni:

- in Spagna, è stata acquistata, in quote paritetiche con il partner portoghese Galp Energia (partecipata al 33,34%), l'intera rete di stazioni di servizio di proprietà della TotalFinaElf; si tratta di 186 impianti con un erogato complessivo di 620 milioni di litri/anno e di un deposito della capacità di oltre 100 milioni di litri localizzato sulla costa mediterranea spagnola. A loro volta l'Eni e la Galp Energia hanno ceduto alla TotalFinaElf, rispettivamente, 195 stazioni di servizio in Italia e 111 in Portogallo, con un erogato complessivo di 270 milioni di litri/anno per le prime e di 260 milioni per le seconde;
- sono state acquistate dalla Tamoil attività di distribuzione di prodotti petroliferi localizzate nell'Europa Centro-Orientale; si tratta in particolare di 23 stazioni di servizio nella Repubblica Ceca, 11 in Ungheria e 6 nella Slovacchia, con un erogato complessivo, rispettivamente, di circa 45, 15 e 11 milioni di litri/anno. A regime la quota di mercato dell'Eni aumenterà nella Repubblica Ceca dal 4,1 al 5,7%, in Ungheria dal 5 al 5,7% e nella Slovacchia dal 2,2 al 3,4%;
- è stato firmato con la Shell l'accordo per la cessione di 86 stazioni di servizio in Italia e per l'acquisto di 91 impianti all'estero. Le 86 stazioni di servizio Agip (di cui 3 autostradali) sono localizzate prevalentemente nel Centro-Nord dell'Italia con un erogato complessivo di circa 119 milioni di litri/anno. Dei 91 impianti acquistati, 56 sono localizzati nel Sud della Germania (con un erogato complessivo di 180 milioni di litri/anno) e 35 nella regione Centro-Orientale della Francia (con un erogato complessivo di 93 milioni di litri/anno), aree caratterizzate da elevata redditività e nelle quali l'Eni intende aumen-

tare la quota di mercato sfruttando la notorietà del marchio e le sinergie operative. Le operazioni sono state approvate dalle Autorità competenti;

- nel gennaio 2003 è stato firmato l'accordo per rilevare dalla Saras Energia SA (controllata spagnola del gruppo Saras) le attività di distribuzione di prodotti petroliferi localizzate in Spagna. Si tratta di 130 stazioni di servizio, con un erogato complessivo di circa 320 milioni di litri/anno, e di un deposito della capacità di circa 56 milioni di litri situato a Gijon, nel Nord della Spagna. L'operazione autorizzata dalle Autorità competenti permetterà all'Eni di consolidare ulteriormente la propria presenza nel downstream petrolifero in Spagna, posizionandosi al 4° posto tra le compagnie operanti nel Paese con una quota di mercato del 5%.

Nell'ambito della strategia di disimpegno dall'area africana è stata perfezionata la cessione dell'intera rete di stazioni di servizio posseduta in Nigeria (242 unità).

Vendite rete Italia

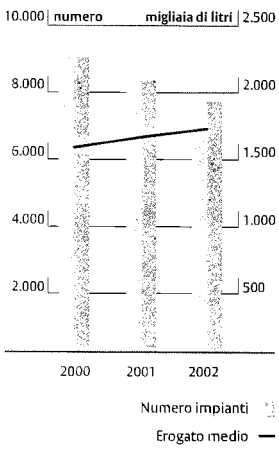
Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (11,14 milioni di tonnellate) sono diminuite di 500 mila tonnellate, pari al 4,3%, a seguito essenzialmente dell'effetto delle cessioni e delle chiusure di stazioni di servizio (641 unità) connesse al processo di razionalizzazione della rete. La quota di mercato è diminuita di 2,2 punti percentuali, passando dal 39,7% al 37,5%; l'erogato medio è aumentato del 3,9% (da 1.643 a 1.707 mila litri).

Al 31 dicembre 2002, la rete di distribuzione era costituita da 7.710 stazioni di servizio (di cui circa il 65% di proprietà) con una riduzione di 641 unità rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta alle chiusure (549 unità) connesse al processo di razionalizzazione della rete nazionale di distribuzione, e alle cessioni (246 unità), prevalentemente per il perfezionamento degli accordi definiti nel 2001 con la Tamoil, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'apertura di 51 nuove stazioni di servizio e dal saldo positivo di 103 unità risultante dalle acquisizioni e dalla risoluzione di contratti di convenzionamento. Nell'anno sono stati ceduti circa 1.100 impianti a operatori italiani indipendenti con i quali sono stati sottoscritti contratti di convenzionamento a marchio IP.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente è continuato il processo di automazione della rete in Italia; al 31 dicembre 2002, circa il 76% (circa il 94% per la sola rete a marchio Agip) delle stazioni di servizio erano dotate del sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali (60% al 31 dicembre 2001).

Il 1° marzo è stata lanciata la campagna promozionale "Alta Fedeltà 2002" che riconosce agli automobilisti che effettuano i rifornimenti presso le isole "Fai da te", titolari della card

Impianti rete in Italia ed erogato medio



Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)

	2000	2001	2002
Rete	11,57	11,64	**11,14**
Extrarete	11,10	11,24	**10,64**
	22,67	**22,88**	**21,78**
Petrolchimica	4,93	4,23	**3,82**
Altre vendite (1)	7,94	7,88	**7,47**
Vendite in Italia	**35,54**	**34,99**	**33,07**
Rete resto d'Europa	2,35	2,47	**2,57**
Rete Africa e Brasile	1,43	1,71	**1,44**
Extrarete	6,16	5,55	**5,65**
	9,94	**9,73**	**9,66**
Altre vendite	7,98	8,52	**9,29**
Vendite all'estero	**17,92**	**18,25**	**18,95**
	53,46	**53,24**	**52,02**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere e ai trader.

dedicata all'iniziativa, sconti cumulativi la cui entità è proporzionale ai volumi acquistati. L'iniziativa è stata accolta positivamente dai consumatori, con oltre 2,5 milioni di carte attive in uso da parte della clientela fidelizzata, e ha dato un'ulteriore spinta all'uso della modalità "Fai da te".

A novembre è stata avviata la commercializzazione in Italia sulla rete a marchio Agip del nuovo gasolio a basso impatto ambientale "BluDiesel" che, limitando il contenuto di zolfo a 10 parti per milione (10 mg/kg), anticipa di sette anni la normativa europea. "BluDiesel" è stato studiato anche per una maggiore pulizia e protezione del sistema di alimentazione e di iniezione delle autovetture, per una migliore combustione e partenze più pronte anche a basse temperature. L'iniziativa "BluDiesel", che valorizza le potenzialità del sistema integrato dell'Eni (raffinazione, logistica e distribuzione), porta su un mercato considerato indistinto un prodotto differenziato e con un proprio marchio che soddisfa le esigenze del consumatore dal punto di vista sia della sensibilità ambientale sia della cura e dell'attenzione per l'auto e il suo funzionamento.

La commercializzazione del "BluDiesel" è stata avviata in novembre. A fine anno 1.500 stazioni di servizio erano dotate del nuovo prodotto che ha riscosso il gradimento della clientela su tutto il territorio nazionale con vendite che hanno raggiunto le 35 mila tonnellate. Sugli impianti di rete ordinaria su cui è stata attivata la distribuzione del "BluDiesel" è stata raggiunta un'incidenza media del 20-25% del gasolio erogato, con punte del 50%.

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (2,57 milioni di tonnellate) sono aumentate di 100 mila tonnellate, pari al 4,0%, a seguito degli acquisti di stazioni di servizio in Francia (dovuti al perfezionamento degli accordi definiti nel 2001 con la TotalFinaElf) e nell'Europa Centro-Orientale. Le vendite sul mercato rete in Africa e Brasile (1,44 milioni di tonnellate) sono diminuite di 270 mila tonnellate, pari al 15,8%, a seguito essenzialmente della cessione della rete di distribuzione in Nigeria e del processo di ristrutturazione della rete in Brasile.

Al 31 dicembre 2002 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.052 stazioni di servizio, con una diminuzione di 304 unità rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta alle cessioni di stazioni di servizio principalmente in Nigeria (262 unità), alla chiusura di stazioni di servizio, principalmente convenzionate, in Brasile (101 unità) e in Svizzera (31 unità), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli acquisti in Francia (61 unità) e in Europa Centro-Orientale (40 unità) effettuati prevalentemente nell'ultima parte dell'anno.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,64 milioni di tonnellate) sono diminuite di 600 mila tonnellate, pari al 5,3%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di gasolio per riscaldamento. La quota di mercato è diminuita di 1,7 punti percentuali, passando dal 25,6% al 23,9% a seguito della maggiore incidenza sui consumi nazionali delle vendite di olio combustibile al settore termoelettrico, settore nel quale la presenza dell'Eni è marginale.

È stato concluso il processo di riassetto delle attività extrarete, attraverso la concentrazione del business nella società Atriplex che vede integrati su di un'unica struttura commerciale di sede e di periferia sia il segmento dei grandi e dei piccoli rivenditori sia dei consumatori. Il ramo d'azienda è stato conferito con effetto 1° gennaio 2003.

Le vendite alla Petrolchimica Italia (3,82 milioni di tonnellate) sono diminuite di 410 mila tonnellate, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente delle minori disponibilità di prodotti specifici da produzione di raffineria (conferimento raffineria di Priolo e fermate nella raffineria di Gela); le altre vendite (7,47 milioni di tonnellate) sono diminuite di 410 mila tonnellate, pari al 5,2%.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (5,65 milioni di tonnellate) sono aumentate di 100 mila tonnellate; le altre vendite (9,29 milioni di tonnellate) sono aumentate di 770 mila tonnellate, pari al 9%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite alle società petrolifere.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (780 mila tonnellate) sono diminuite di 60 mila tonnellate, pari al 7,1%; la quota di mercato (20,9%) è diminuita di 1,1 punti percentuali.

Le vendite extrarete all'estero (1,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di 30 mila tonnellate, pari all'1,7%, a seguito prevalentemente del processo di metanizzazione in atto nel Sud del Brasile. Le quote di mercato si sono attestate sul 21,3% in Brasile (20,8% nel 2001) e sul 37,5% in Ecuador (38,2% nel 2001).

Investimenti tecnici

Nel 2002 gli investimenti tecnici (550 milioni di euro) sono aumentati di 54 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 10,7%, e hanno riguardato: (i) la raffinazione e la logistica in Italia (203 milioni di euro, di cui 44 nella logistica), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (168 milioni di euro), finalizzati in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla costruzione di nuovi impianti (96 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (16 milioni di euro); (iii) le attività all'estero (109 milioni di euro, pari al 19% del totale), finalizzati in particolare al potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Francia (29 milioni di euro) e al mantenimento dell'attività GPL in Brasile (26 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 87 milioni di euro (16% del totale).

petrolchimica

(milioni di €)

	2000	2001 (1)	2002
Ricavi	6.018	5.108	**4.781**
Utile operativo	4	(415)	**(347)**
Investimenti tecnici	265	390	**249**
Investimenti in partecipazioni	4	4	**1**
Dipendenti a fine periodo (numero)	12.920	12.479	**11.691**

(1) I dati relativi all'esercizio 2001 assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001 (v. nota 1, pag. 6).

Mercato

Nel 2002 la domanda di prodotti petrolchimici ha risentito della debolezza del quadro congiunturale internazionale, i cui effetti sono stati in parte attenuati dal processo di ricostituzione delle scorte da parte degli utilizzatori finali. I margini dei prodotti, in particolare nelle olefine e negli elastomeri, sono diminuiti in misura significativa rispetto al 2001 a seguito del calo dei prezzi di vendita (in media dell'8,1%) a fronte del calo più contenuto del costo in euro delle materie prime petrolifere (in media dell'1,2%). Le prospettive di ritorno alla profittabilità del settore nel 2003 risentono dei rischi di ulteriori forti aumenti del costo delle materie prime petrolifere a causa del persistere delle tensioni geopolitiche e delle incertezze sui tempi di ripresa dell'economia mondiale.

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici dell'Eni sono diminuiti in media dell'8,1%; le flessioni più marcate sono state registrate nei polietileni (-13%, in particolare l'HDPE) e negli elastomeri (-9%, in particolare le gomme "general purpose" BR e SBR).

Ristrutturazione del settore e conferimento alla Polimeri Europa

Il persistere di una congiuntura di mercato negativa e i problemi strutturali del settore petrolchimico a livello mondiale connessi alla situazione di eccesso di capacità hanno reso necessario il processo di ristrutturazione delle attività petrolchimiche dell'Eni; in questo contesto si colloca il conferimento alla Polimeri Europa, con effetto dal 1° gennaio 2002,

del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" avente per oggetto il conferimento delle attività relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri" svolte in Italia nei siti produttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara, nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. Sono stati esclusi dal conferimento gli impianti che presentano criticità gestionali rimaste nell'EniChem.

In novembre sono state avviate le procedure di vendita del business Elastomeri che produce gomme termoplastiche, gomme speciali e lattici negli stabilimenti di Ravenna e Ferrara in Italia, di Hythe e Grangemouth nel Regno Unito, di Champagnier in Francia e di Baytown negli Stati Uniti, con 1.895 addetti. Nel 2002 la Divisione Elastomeri ha avuto ricavi di 581 milioni di euro e vendite di 422 mila tonnellate. È in corso la fase di due diligence da parte dei potenziali acquirenti.

Nell'esercizio sono stati fermati l'impianto di cloro-soda di Porto Torres e l'acetilene di Porto Marghera.

Vendite - produzioni

Nel 2002 le vendite (6.307 mila tonnellate) sono aumentate di 194 mila tonnellate, pari al 3,2%, a seguito essenzialmente della ricostituzione delle scorte di prodotto da parte degli utilizzatori finali verificatasi prevalentemente nella prima parte dell'anno che ha riguardato in particolare i business polietileni e polimeri stirenici; in significativo aumento anche le vendite degli intermedi.

Le produzioni (9.575 mila tonnellate) sono in linea con l'esercizio precedente. L'aumento produttivo del "core business" è stato completamente assorbito dalla riduzione nel business cloro che ha risentito della chiusura dell'impianto di cloro-soda di Porto Torres e dalla cessione del business poliuretani (con effetto dal maggio 2001).

La capacità produttiva nominale complessiva è diminuita dell'1% a seguito della chiusura dell'impianto di cloro-soda di Porto Torres e della cessione del business poliuretani. Il tasso di utilizzo medio calcolato sulla capacità nominale è rimasto sostanzialmente costante (72,1%).

Il 42% della produzione è stata destinata al ciclo interno (41% nel 2001).

Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 52% del fabbisogno dell'esercizio.

Principali prodotti (migliaia di tonnellate)

	Disponibilità		Vendite	
	2001 (1)	**2002**	**2001** (1)	**2002**
Petrolchimica di base	6.610	**6.634**	3.584	**3.681**
Stirenici ed elastomeri	1.556	**1.565**	1.142	**1.178**
Polietileni	1.352	**1.376**	1.304	**1.448**
Poliuretani	91		83	
	9.609	**9.575**	6.114	**6.307**
Consumi interni	3.965	**3.979**		
Acquisti e variazione rimanenze	470	**711**		
	6.114	**6.307**		

(1) I dati relativi all'esercizio 2001 assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001 (v. nota 1, pag. 6).

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (3.681 mila tonnellate) sono aumentate di 97 mila tonnellate rispetto al 2001, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati negli intermedi (15%), compensati in parte dalla flessione dei cloro-derivati (-7,2%). L'aumento maggiore si riscontra nel fenolo (+40%) a seguito delle maggiori disponibilità produttive e del buon andamento della domanda in una situazione di offerta limitata per le manutenzioni e le difficoltà produttive incontrate dai maggiori competitors.

Le vendite di aromatici sono aumentate del 6,8% anche a seguito dei maggiori acquisti di benzene; le vendite di olefine sono sostanzialmente in linea con il 2001.

Le produzioni (6.634 mila tonnellate) sono in linea con quelle del 2001 (+0,4%) con andamenti differenziati nei diversi business; in particolare sono aumentate le produzioni di intermedi e sono diminuite le produzioni di cloro-derivati.

Il 51% della produzione è stata destinata al ciclo interno.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici ed elastomeri (1.178 mila tonnellate) sono aumentate di 36 mila tonnellate rispetto al 2001, pari al 3,2%, a seguito della consistente crescita dei polimeri stirenici, della sostanziale stabilità degli elastomeri, che hanno risentito maggiormente della fase negativa della domanda in alcuni comparti industriali, e della riduzione di stirolo monomero (-2,8%) per la minore disponibilità produttiva a seguito delle manutenzioni programmate.

I maggiori incrementi sono stati registrati in particolare nel polistirolo compatto (+7,7%) e in quello espandibile (+12,7%) soprattutto per effetto dell'aumento della domanda in Europa Orientale, nonché nelle gomme polibutadieniche (BR; +13,9%). Le vendite di SBR e TPR sono invece diminuite a seguito dell'andamento negativo dei settori auto e calzature.

Le produzioni (1.565 mila tonnellate) sono aumentate di 36 mila tonnellate; in particolare si sono registrati aumenti nei polistiroli, nonostante la minore produzione di stirene monomero per la fermata per manutenzione della linea più importante, e in alcuni elastomeri.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.448 mila tonnellate) sono aumentate di 144 mila tonnellate rispetto al 2001, pari all'11%, in tutte le linee di prodotto, in particolare nell'LLDPE (+15,6%) e nell'LDPE (+9,8%).

Le produzioni (1.376 mila tonnellate) sono aumentate di 22 mila tonnellate, pari all'1,6%.

Investimenti tecnici

Nel 2002 gli investimenti tecnici (249 milioni di euro) sono diminuiti di 100 milioni di euro risperto al 2001, pari al 36,2%, a seguito essenzialmente della circostanza che nel 2001 venne acquisita la licenza gasphase della Union Carbide nell'impianto di Brindisi (108 milioni di euro) della Polimeri Europa. Gli investimenti hanno riguardato in particolare interventi finalizzati alla tutela ambientale e al rispetto degli obblighi in materia di sicurezza (135 milioni di euro), nonché il mantenimento dell'efficienza degli impianti.

ingegneria e servizi

Con l'acquisizione della Bouygues Offshore la Saipem è divenuta un leader mondiale nel campo dei servizi per l'industria petrolifera: le capacità distintive della Saipem nella fase realizzativa e nella disponibilità di mezzi navali tecnologicamente avanzati, unite alle competenze progettuali di eccellenza vantate dalla Bouygues Offshore, consentiranno di rafforzare in misura rilevante il posizionamento competitivo nel segmento dei grandi progetti EPIC di sviluppo di giacimenti di idrocarburi

Nel 2002 sono stati acquisiti ordini per 7,8 miliardi di euro. Tra le principali acquisizioni, la commessa del valore di 1,7 miliardi di dollari (quota Eni 25%) per la costruzione del quarto e quinto treno dell'impianto di liquefazione del gas naturale presso Bonny in Nigeria, che testimonia l'eccellenza delle competenze tecnologiche dell'Eni nel campo della trasformazione del gas naturale, e il contratto chiavi in mano del valore di 662 milioni di dollari in quota Eni relativo allo sviluppo del giacimento di idrocarburi di Erha nell'offshore nigeriano attraverso la realizzazione di un sistema di produzione galleggiante FPSO

Con la conclusione in dicembre dei collaudi, è stata completata, a poco più di un anno dall'avvio, la costruzione del gasdotto sottomarino Blue Stream per il trasporto del gas dalla Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero, opera di ingegneria tra le più avanzate al mondo per i contenuti tecnologici e le tecniche impiegate con il raggiungimento di profondità di posa record

In dicembre sono iniziate le attività di start-up delle unità di frazionamento, treno 1 e 2, dell'impianto NGL-4 di Mesaieed in Qatar, il più grande al mondo per capacità. A pieno regime l'impianto consentirà al cliente Qatar Petroleum di raddoppiare la produzione di NGL

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi	2.146	3.114	**4.546**
Utile operativo	144	255	**298**
Investimenti tecnici	245	304	**233**
Investimenti in partecipazioni	22	74	**1.055**
Dipendenti a fine periodo (numero)	13.217	18.632	**29.091**

Attività commerciale

Nel 2002 l'attività *costruzioni e perforazioni* ha registrato il positivo andamento della domanda di servizi da parte dell'industria petrolifera che ha determinato l'aumento dei livelli di attività e dei margini unitari nelle aree Costruzioni mare e Perforazioni mare. L'attività *ingegneria* ha registrato a sua volta buoni segnali di ripresa della domanda, in particolare nel segmento dell'impiantistica upstream per il trattamento degli idrocarburi che presenta interessanti prospettive di crescita e nel quale l'Eni vanta know-how e competenze tecnologiche di elevato livello.

Gli ordini acquisiti nell'esercizio (7.852 milioni di euro) sono aumentati di 4.136 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 111%, a seguito, oltre che del positivo andamento dell'attività commerciale, dell'acquisizione della Bouygues Offshore (1.119 milioni di euro). Il 96% degli ordini acquisiti riguarda lavori da realizzare all'estero; il 12% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni. Tenuto conto del giro d'affari sviluppato nell'esercizio, il portafoglio ordini al 31 dicembre 2002 (10.065 milioni di euro) è aumentato di 3.128 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001, pari al 45%. Il 78% del portafoglio ordini riguarda lavori da realizzare all'estero; il 13% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.

Sono stati acquisiti i seguenti principali contratti:

Attività *costruzioni e perforazioni:*

nell'area Costruzione mare: (i) il contratto chiavi in mano del valore di 662 milioni di dollari relativo allo sviluppo del giacimento di idrocarburi di Erha nell'offshore nigeriano. Il contratto, per conto della Esso Exploration & Production Nigeria Ltd, riguarda la realizzazione di un sistema di produzione galleggiante FPSO (Floating Production Storage Offloading). Il progetto comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, il trasporto, la messa in operatività del sistema FPSO con queste caratteristiche: lunghezza dello scafo 285 metri, larghezza 63, altezza 32, moduli di produzione di 24 mila tonnellate, capacità di stoccaggio di 2,2 milioni di barili, capacità produttiva iniziale di 165 mila barili/giorno. La FPSO sarà trasportata nelle acque del giacimento di Erha nel giugno 2005; l'avvio delle attività operative è atteso alla fine dello stesso anno; (ii) il contratto chiavi in mano del valore di 345 milioni di dollari relativo allo sviluppo dei giacimenti offshore di Yoho e Awawa. Il contratto, per conto della Mobil Producing Nigeria Unlimited, comprende il project management, l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, il trasporto, l'installazione, la messa in operatività della piattaforma di produzione, la posa delle condotte sottomarine e la realizzazione di altre facilities. L'installazione della piattaforma, delle facilities e la posa delle condotte saranno realizzate dalla nave Castoro 8 tra la fine del 2003 e i primi mesi del 2004. L'installazione del ponte della piattaforma sarà effettuata nel secondo semestre 2004 dal mezzo navale Saipem 7000. Il completamento del progetto è atteso a fine 2004; (iii) il contratto chiavi in mano (EPSC2), del valore di 149 milioni di euro, relativo alla fase 4 del progetto "Peciko", per conto della TotalFinaElf. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, il trasporto e l'installazione di due piattaforme e di sei condotte sottomarine al largo delle coste indonesiane della regione dell'East Kalimantan. Nella realizzazione dei lavori, la cui conclusione è prevista nel luglio 2004, saranno utilizzati i mezzi Castoro 2 e Maxita; (iv) il contratto, del valore di 63 milioni di euro, per l'esecuzione per conto della Shell del progetto "Goldeneye" comprende la posa di due condotte sottomarine nel Mare del Nord. I lavori saranno eseguiti nel secondo trimestre 2003 dalla nave Castoro 6; (v) il contratto, in joint venture con la società nigeriana Pelfaco, per la fornitura della piattaforma "Okpoho" nell'ambito del progetto di sviluppo dell'omonimo giacimento situato nel-

l'offshore nigeriano operato dall'Eni con il 100%. Il contratto, del valore di 53 milioni di euro, comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e la messa in operatività della piattaforma che sarà installata dalla nave Castoro 8 nel giugno del 2003.

Nell'area Perforazioni mare: il contratto con la Statoil di noleggio triennale della piattaforma Scarabeo 5, nel Mare del Nord. Il contratto, del valore di 160 milioni di dollari, attribuisce alla compagnia petrolifera norvegese l'opzione di prolungare l'utilizzo del mezzo per ulteriori sedici mesi.

Nell'area Costruzioni terra: (i) il contratto chiavi in mano per la realizzazione nel campo Rhourde Ouled Dejmaa (ROD) in Algeria del centro di trattamento olio della capacità di 80 mila barili/giorno per conto della Sonatrach/BHP. Il contratto, del valore in quota Eni di 129 milioni di dollari, comprende l'ingegneria, il procurement, la costruzione dell'impianto di trattamento, nonché delle installazioni ausiliarie (una rete di oleodotti e alcuni depositi di stoccaggio) e la fornitura dei servizi necessari per il funzionamento dell'impianto; (ii) il contratto con la società nigeriana NAOC, del valore di 72 milioni di dollari, per l'ampliamento dell'impianto a gas di Obiafu/Obrikom e per la realizzazione di una flow station nelle vicinanze del giacimento Irri. Il contratto prevede l'attività di ingegneria, il procurement e la costruzione.

Nell'attività *ingegneria:*

nell'area Oil & Gas e Raffinazione: (i) il contratto chiavi in mano, in joint venture paritetica con Technip-Coflexip, Kellogg Brown & Root and JGC, per l'espansione dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny in Nigeria per conto della Nigeria LNG. Il progetto, denominato NLNGplus, ha un valore di oltre 1,7 miliardi di dollari (25% in quota Eni) e comprende la costruzione del quarto e del quinto treno di produzione di GNL, con una capacità di circa 5,2 miliardi di metri cubi/anno ciascuno. I treni produrranno anche 1,1 milioni di tonnellate/anno di GPL e 0,4 milioni di tonnellate/anno di condensati. Con il completamento dei due treni, previsto a fine 2005, l'impianto di Bonny tratterà 75 milioni di metri cubi/giorno di gas, con una produzione complessiva annua di 21,8 miliardi di metri cubi di GNL e 2,3 milioni di tonnellate di GPL; (ii) il contratto chiavi in mano, per conto della Saudi Aramco, per la progettazione, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione di un complesso industriale presso Qatif, a circa 30 chilometri da Dhahran. Il complesso sarà costituito da due impianti per la separazione del petrolio dal gas (GOSP) e da unità per il trattamento del gas, la stabilizzazione del petrolio e per la produzione di energia elettrica, con una capacità di trattamento di 800 mila barili/giorno. Il tempo di esecuzione è di trentuno mesi; (iii) il contratto chiavi in mano, in joint venture con le società giapponesi Chiyoda e Mitsui & Co per la realizzazione della quarta linea di produzione di gas naturale liquefatto (GNL) presso il complesso di Ras Laffan in Qatar di proprietà della Ras Laffan Liquefied Gas Company. L'impianto, il cui completamento è previsto entro il 2005, produrrà circa 4,7 milioni di tonnellate/anno di gas liquefatto. Il contratto comprende l'attività di ingegneria e l'approvvigionamento dei materiali e costruzione. Il complesso di Ras Laffan produce 6,6 milioni di tonnellate/anno di gas liquefatto attraverso due linee di produzione. Snamprogetti sta curando anche la costruzione della terza linea, della capacità di 4,7 milioni di tonnellate/anno, in base al contratto acquisito nel 2001;

nell'area Chimica e fertilizzanti: il contratto, in joint venture paritetica con la Technip-Coflexip, per conto della Oman-India Fertilizer Company (OMIFCO), del valore di 770 milioni di dollari (50% in quota Eni) riguardante la realizzazione in Oman di un complesso di produzione di fertilizzanti che sarà il più grande al mondo. Il progetto comprende la costruzione di due impianti per la produzione di 1.750 tonnellate/giorno di ammoniaca e di due impianti per la produzione di 2.530 tonnellate/giorno di urea. Il contratto prevede l'attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali, costruzione e supervisione all'avviamento del complesso industriale, nonché la formazione del personale della OMIFCO. I lavori saranno completati in 35 mesi. Gli impianti utilizzeranno tecnologie della Snamprogetti e della Haldor Topsøe, società danese partecipata al 50% dall'Eni, operante nella fornitura di tecnologie e nella produzione e fornitura di catalizzatori per l'industria chimica, petrolchimica e della raffinazione.

Progetto Libia

In Libia, nell'ambito del progetto di sviluppo congiunto dei giacimenti a gas, olio e condensati di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 operati dall'Eni con una quota del 50% (l'altro socio è la Compagnia di Stato Libica NOC), sono stati assegnati a società dell'Eni cinque contratti:

- il contratto chiavi in mano, assegnato alla Saipem in consorzio con la Hyundai Heavy Industries, per la costruzione e l'installazione della piattaforma di produzione "Sabratha" al largo delle coste occidentali della Libia a circa 100 chilometri a Nord di Tripoli per lo sviluppo dei giacimenti offshore della struttura C del permesso NC-41. Il contratto, del valore di 620 milioni di euro (420 in quota Saipem), comprende il project management, l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, il trasporto, l'installazione, la messa in operatività e l'assistenza nella gestione operativa della piattaforma per un periodo di sei mesi. La piattaforma sarà installata nel primo semestre 2004 dal mezzo navale Saipem 7000 a una profondità d'acqua di 190 metri;
- il secondo, del tipo chiavi in mano, è stato assegnato al Consorzio guidato dalla Snamprogetti (gli altri partner sono la ABB Lumus e la Hyundai Engineering and Construction). Il contratto, del valore di 700 milioni di euro, comprende la realizzazione dell'impianto di trattamento (gas, greggio e idrocarburi liquidi provenienti dall'offshore libico) a Mellitah. Il Consorzio assicurerà le attività di ingegneria, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione dell'impianto, con una capacità di 6,66 miliardi di metri cubi/anno. Il completamento dell'impianto è previsto in 29 mesi;
- il terzo, assegnato alla Saipem del valore di circa 400 milioni di euro comprende il project management, l'ingegneria, l'approvvigionamento, la fabbricazione, il trasporto e l'installazione di due condotte che collegheranno la piattaforma offshore "Sabratha", con Mellitah sulla costa libica. Per la realizzazione del contratto, che comprende anche la costruzione e l'installazione di alcune facilities, sarà utilizzato il mezzo navale Castoro 6 durante la prima metà del 2004. Il completamento del progetto è previsto per la primavera del 2005;
- il quarto, assegnato alla Bouygues Offshore in joint venture con la Doris Engineering del valore di 133 milioni di euro, comprende la progettazione, la costruzione e l'installazione di un sistema di produzione sottomarino a una profondità d'acqua di 190 metri;
- il quinto, assegnato alla Saipem del valore di circa 285 milioni di euro comprende la posa del gasdotto sottomarino Greenstream che collegherà Mellitah, sulla costa libica a circa 80 chilometri a Ovest di Tripoli, con Gela in Sicilia. La condotta, del diametro di 32 pollici e lunga 540 chilometri, sarà posata alla profondità massima di 1.160 metri con l'utilizzo del mezzo navale Castoro 6. I lavori inizieranno nella seconda metà del 2003. Il completamento del progetto è previsto per giugno 2004.

Acquisizione di Bouygues Offshore

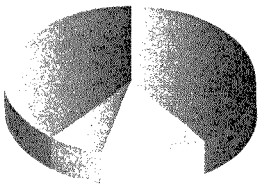
Il 9 luglio 2002 la Saipem, dopo aver ottenuto l'autorizzazione da parte delle Autorità Antitrust europee, ha concluso l'acquisto dalla Bouygues Construction del 50,8% della Bouygues Offshore, società francese leader nel settore dell'ingegneria per l'industria petrolifera. Il prezzo concordato è stato di 60,08 euro per azione. Ottenute le autorizzazioni degli organismi di controllo del mercato francese e statunitense, Saipem ha lanciato un'offerta pubblica di acquisto per cassa sulle restanti azioni in mano al pubblico allo stesso prezzo pagato a Bouygues Construction per la quota di maggioranza. L'offerta pubblica di acquisto sul mercato francese si è conclusa il 6 settembre con l'acquisto di un ulteriore 46% delle azioni della società (96,8% complessivo dei diritti di voto). Il 23 settembre 2002 la Saipem ha proceduto all'offerta pubblica di riacquisto delle azioni residue in mano al pubblico e alla successiva procedura di "squeeze out" dei rimanenti azionisti che si sono concluse il 30 ottobre con la conseguente cancellazione del titolo dai listini delle borse di Parigi e New York. Al termine di queste procedure, la Saipem possiede il 100% dei diritti di voto e il 98,8% del capitale; il rimanente 1,2% è rappresentato da azioni proprie detenute da Bouygues

Offshore al servizio dei propri piani di stock option. L'impegno finanziario complessivo dell'operazione è stato di 906 milioni di euro (dedotte le disponibilità nette acquisite di 100 milioni di euro).

Le distintive capacità realizzative di Saipem, supportate da mezzi navali tecnologicamente all'avanguardia, unite alle competenze di ingegneria e project management di Bouygues Offshore, hanno dato vita a un leader mondiale nell'esecuzione di progetti chiavi in mano per l'industria petrolifera. Con l'acquisizione, la Saipem assume un posizionamento competitivo di eccellenza nella fornitura di servizi di ingegneria, di project management, di procurement e di costruzione per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, con un forte orientamento verso attività in contesti particolarmente sfidanti quali le acque profonde, le aree remote e i progetti riguardanti il gas; risulta inoltre accentuata l'operatività globale con forti presenze locali in aree strategiche e in forte sviluppo quali l'Africa Occidentale, la CSI (ex Unione Sovietica), l'Asia Centrale, l'Africa del Nord, il Medio Oriente e il Sud-Est asiatico. Bouygues Offshore è leader nel settore dell'ingegneria e costruzione di impianti a terra e a mare per la produzione di idrocarburi. È attiva inoltre nei servizi di manutenzione, di costruzione di strutture portuali e nel mercato del Gas Naturale Liquefatto. Le maggiori aree di attività sono l'Europa e l'Africa. Bouygues Offshore dispone di circa 2.500 ingegneri.

Ingegneria: portafoglio ordini a fine periodo

milioni di euro
4.907



Oil & Gas e Raffinazione 40%
Chimica e fertilizzanti 14%
Field upstream facilities and pipelines 6%
Energia 1%
Infrastrutture 39%

Altre acquisizioni

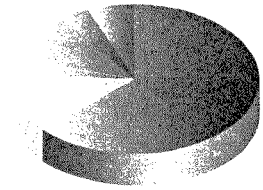
Nel primo semestre 2002 sono stati perfezionati: (i) l'acquisto dalla Halliburton Brown & Root Ltd del 50% della European Marine Contractors (EMC), società leader nella posa di condotte sottomarine di grande diametro nel Mare del Nord, già posseduta al 50%. L'esborso dell'Eni è stato di 122 milioni di euro. Con questa acquisizione l'Eni ottiene la piena disponibilità dei mezzi navali della EMC, tra i quali i semisommergibili Castoro 6 e Semac, consolidando le proprie competenze nel settore della posa di condotte di grande diametro in acque profonde; (ii) l'acquisto della SaiClo Luxembourg, società proprietaria del mezzo navale multiuso Maxita in grado di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde. L'esborso dell'Eni è stato di 23 milioni di euro.

Attività operativa

Il 3 giugno la nave posatubi Saipem 7000 ha completato la posa, iniziata nel febbraio 2002 nella parte russa del Mar Nero, della seconda e ultima condotta del Blue Stream, il gasdotto che collega la Russia alla Turchia. Le due condotte sono state posate fino alla profondità record di 2.150 metri, sono lunghe 385 chilometri e hanno un diametro di 24 pollici. Il 26 giugno 2002, il Castoro 8 (nave della flotta Saipem) ha completato il collegamento della seconda condotta alla sezione già installata nelle acque antistanti la costa turca. Le attività

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini a fine periodo

milioni di euro
5.158



Costruzioni mare 63%
Costruzioni terra 13%
Floating production 3%
Perforazioni mare 11%
Perforazioni terra 4%
Altre 6%

Ordini acquisiti e portafoglio ordini (milioni di €)

	2000	2001	2002
Ordini acquisiti			
Costruzioni e perforazioni (1)	1.627	2.186	**5.454**
Ingegneria	3.099	1.530	**2.398**
	4.726	3.716	7.852
Portafoglio ordini			
Costruzioni e perforazioni	2.630	2.853	**5.158**
Ingegneria	4.008	4.084	**4.907**
	6.638	6.937	10.065

(1) Il 2002 include il portafoglio ordini della Bouygues Offshore alla data dell'acquisizione (1.119 milioni di euro).

di collaudo sono state completate nel dicembre 2002; il sistema è pronto per l'esercizio dal 30 dicembre 2002.

L'avvio delle operazioni commerciali è avvenuto nel febbraio 2003.

Investimenti tecnici

Nel 2002 gli investimenti tecnici (233 milioni di euro) sono diminuiti di 71 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 23,4% e hanno riguardato essenzialmente: (i) le fasi iniziali di trasformazione del Maxita al fine di rafforzarne flessibilità ed efficienza per meglio sfruttare le opportunità di un mercato in grande sviluppo. Il mezzo, che manterrà la capacità di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde, sarà attrezzato per la posa di pipeline a "reel", a "J" e a "S"; (ii) le attività di conversione in FPSO della nave cisterna Mystras, acquistata nel 2001; (iii) gli interventi di miglioramento dell'impianto package 5820 impiegato nell'offshore libico; (iv) l'allestimento degli impianti di perforazione entrati in operatività nel corso dell'anno in Arabia Saudita per conto dell'Aramco, nonché l'acquisto di attrezzature che saranno impiegate in Astrakhan (Russia).

governance e responsabilità d'impresa

introduzione

Verso un valore sostenibile
Al fine di promuovere una sempre maggiore integrazione dei principi e valori in materia di sostenibilità e di responsabilità sociale d'impresa all'interno del Gruppo, è stata costituita nel 2002 una struttura di Corporate Social Responsibility impegnata a sviluppare modelli e processi aziendali di gestione e comunicazione della sostenibilità del business e promuovere in tale contesto il coinvolgimento dei suoi principali stakeholder internazionali e locali.
È stato attivato, a seguito di un assessment interno condotto sul tema nella prima metà del 2002, un processo di consultazione volto a individuare le azioni prioritarie e definire il piano di intervento di Corporate Social Responsibility da implementare nei prossimi anni.

Una condotta di business responsabile, che sappia coniugare competitività con sostenibilità, è parte integrante del modo di operare dell'Eni.

L'Eni ritiene infatti che la creazione di valore per gli azionisti, soprattutto in una prospettiva di medio-lungo termine, debba essere perseguita nel rispetto del principio della correttezza dei comportamenti nei confronti dei suoi principali stakeholder che, oltre agli azionisti, comprendono dipendenti, istituzioni, organizzazioni non governative, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari, nonché le numerose collettività con cui il Gruppo interagisce.

L'impegno dell'Eni in questa direzione si ritrova nei principi, nelle politiche e nei comportamenti manageriali che caratterizzano le attività del Gruppo ovunque esso operi e che sono tesi a promuovere una "cultura della sostenibilità" e a rafforzare la fiducia nell'Eni da parte degli azionisti e più in generale degli stakeholder.

È una sfida che vede l'Eni proiettata verso frontiere e modelli di crescita che permettano di coniugare risultati, profitti e innovazione con una costante attenzione alla qualità della vita, agli standard di lavoro, ai diritti umani e allo sviluppo sostenibile.

I principi che ispirano la nostra condotta derivano dai valori che hanno caratterizzato la nostra attività sin dai primi anni.

Principi

Etica degli affari
Tutte le attività Eni, ovunque nel mondo, devono essere svolte in un quadro di onestà, integrità e osservanza delle leggi.

Rispetto degli stakeholder
L'Eni intende rispettare tutti gli stakeholder con cui interagisce nello svolgimento delle proprie attività di business, nella convinzione che essi rappresentino un asset importante.

Tutela dei lavoratori e pari opportunità
L'Eni rispetta i canoni del diritto del lavoro universalmente accettati e i "core labour standards" contemplati nelle Convenzioni fondamentali dell'ILO (Organizzazione Internazionale del Lavoro); in relazione a ciò garantisce la libertà di associazione sindacale e il diritto di contrattazione collettiva, ripudia ogni forma di lavoro forzato, di lavoro minorile e ogni forma di discriminazione. L'Eni, inoltre, assicura a tutti i lavoratori le medesime opportunità di impiego e professione e un trattamento equo basato su criteri di merito.

Valorizzazione delle capacità professianali
L'Eni riconosce e promuove lo sviluppo delle capacità e delle competenze di ciascun dipendente e il lavoro di squadra in modo che l'energia e la creatività dei singoli trovi piena espressione per la realizzazione del proprio potenziale.

Rispetto delle diversità
L'Eni ispira i suoi comportamenti imprenditoriali al rispetto delle culture, religioni, tradizioni, diversità etniche e delle comunità in cui opera ed è impegnata a preservare le identità biologiche, ambientali, socioculturali ed economiche.

Rispetto dei diritti umani
L'Eni si impegna ovunque, nell'ambito della propria sfera di competenza, a sostenere e rispettare i principi della "Dichiarazione Universale dei Diritti Umani" delle Nazioni Unite.

Cooperazione
È impegno dell'Eni contribuire fattivamente alla promozione della qualità della vita e allo sviluppo socioeconomico delle comunità in cui il Gruppo è presente.

Tutela della salute e della sicurezza
L'Eni assicura standard sempre più elevati di salute e di sicurezza a favore dei dipendenti e delle comunità, in tutte le aree del mondo dove opera.

Difesa dell'ambiente
L'Eni presta la massima attenzione verso l'ambiente e l'ecosistema interessati dalle proprie operazioni di business e si ispira agli obiettivi indicati dalle convenzioni internazionali sullo sviluppo sostenibile cui l'Italia aderisce.

sintesi dei risultati

Al fine di promuovere le condizioni necessarie per creare un valore sostenibile e duraturo nel tempo, l'Eni si impegna in primo luogo a rispettare le principali convenzioni e linee guida internazionali di condotta etico-sociale e ambientale; un impegno che vede l'Azienda tesa a sostenere l'iniziativa delle Nazioni Unite Global Compact e i suoi nove principi fondamentali nel campo dei diritti umani, degli standard di lavoro e della salvaguardia ambientale, nonché a partecipare attivamente alle iniziative promosse dalla Commissione Europea, dall'OCSE e dalle diverse associazioni di categoria (quali OGP, IPIECA, Confindustria, etc.), volte a favorire buone pratiche aziendali in materia di responsabilità sociale d'impresa.

Per assicurare coerenza nell'adozione di comportamenti in linea con una cultura e una visione aziendale della sostenibilità, l'Eni si affida innanzitutto a un sistema di norme interne, un modello di governance che definisce principi e regole sulla base dei quali viene garantita la correttezza dei comportamenti nei confronti degli stakeholder e che prevede adeguate ripartizioni di responsabilità e poteri e un corretto equilibrio fra gestione e controllo. Nel 2002 in materia di corporate governance, l'Eni ha adottato un codice di internal dealing e una procedura di comunicazione al mercato delle informazioni riguardanti le attività del Gruppo.

Relativamente allo sviluppo delle risorse umane e degli standard di lavoro, è un impegno preciso dell'Eni investire nelle persone, nella loro formazione continua, nella valorizzazione delle loro competenze, nelle condizioni e nell'organizzazione del lavoro e nella qualità del management. È un impegno teso a valorizzare la creatività e la predisposizione all'innovazione che rappresentano un investimento nella competitività e longevità dell'Azienda, ma anche la chiave per maggiore produttività, crescita e sostenibilità.

In questa direzione si pongono gli interventi promossi per valorizzare le competenze e le esperienze delle persone che lavorano all'Eni, anche attraverso il completamento del nuovo sistema di gestione delle risorse umane, la realizzazione di specifiche attività formative mirate alla gestione del cambiamento, nonché, nel campo delle relazioni industriali, il completamento a livello internazionale, con l'"Accordo sulle Relazioni Industriali a livello Transnazionale e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa", del percorso innovativo di rapporti intrapreso con le controparti sindacali.

Con riferimento ai temi inerenti lo sviluppo sostenibile, nel 2002 l'Eni ha proseguito nel suo impegno volto a contribuire, nel rispetto delle diversità e dei valori locali, alla crescita e al benessere delle comunità e dei paesi dove opera, attraverso la realizzazione di numerose iniziative di sviluppo (il progetto Roll Back Malaria, i progetti di sviluppo agricolo in Nigeria o il progetto di alfabetizzazione in Brasile), prestando una sempre maggiore attenzione alla valutazione dell'impatto complessivo delle sue attività operative sul territorio.

Sono state inoltre definite e promosse, nell'ambito di una politica finalizzata ad adottare soluzioni energetiche a minor impatto ambientale, azioni volte a ridurre le emissioni di gas serra che includono, tra gli altri, programmi finalizzati a una sempre maggiore valorizzazione e utilizzo del gas naturale (progetti Blue Stream e Zero Gas Flaring).

Global Compact
L'Eni ha attuato numerose iniziative per promuovere il rispetto dei principi fissati dall'iniziativa dell'ONU.
In particolare, con riferimento agli standard di lavoro, la firma dell'Accordo Transnazionale sulle Relazioni Industriali e sulla CSR; relativamente alla tutela dell'ambiente, lo sviluppo del Programma Zero Gas Flaring in Nigeria e più recentemente in Congo; in materia di diritti umani, i processi di consultazione sistematici in corso con le comunità locali nei diversi paesi condotti nel pieno rispetto delle diversità e dei diritti di queste popolazioni e finalizzati a individuare percorsi di crescita che recepiscano i loro fabbisogni e aspettative di sviluppo.

Coerentemente con gli obiettivi di competitività e sostenibilità industriale ed economica, anche sul fronte della ricerca e innovazione l'impegno dell'Eni è stato rivolto a sviluppare prodotti, tecnologie e servizi più efficienti ed eco-compatibili, quali a esempio, nel settore Exploration & Production, l'applicazione denominata "*Level 6 Junction*" che minimizza ulteriormente l'impatto ambientale dei pozzi petroliferi e, nel settore Refining & Marketing, l'introduzione sul mercato del nuovo gasolio "BluDiesel" per autotrazione, sostanzialmente privo di zolfo.

Nella ricerca di nuove opportunità di business e di nuove sfide tecnologiche, l'Eni pone da sempre grande attenzione alla scelta del percorso da seguire per raggiungere gli obiettivi prefissati e un costante impegno nei confronti del territorio e della collettività di cui si sente parte integrante.

I risultati raggiunti in questi ultimi anni testimoniano la solidità di una Azienda impegnata ad accrescere il proprio valore attraverso iniziative che ne garantiscano la sostenibilità nel breve e nel lungo termine.

La validità dei risultati raggiunti è testimoniata dai numerosi attestati che i mercati finanziari stanno riconoscendo all'Azienda in materia di corporate governance e, più in generale, di responsabilità sociale d'impresa; infatti l'Eni:

- ha ulteriormente rafforzato la sua posizione (passando dall'11° posto al 5°) tra le 50 compagnie europee a più alta capitalizzazione di mercato componenti l'indice Eurostoxx50, nella classifica redatta dalla società di investimento tedesca DWS in collaborazione con la Déminor, che valuta le aziende europee sul grado di applicazione dei principi di corporate governance;
- ha ottenuto il rating etico più elevato (EEE-) – risultato confermato anche per il 2003 – tra le compagnie quotate alla borsa italiana nella classifica stilata dall'Agenzia Europea degli Investimenti sulla base del rispetto da parte delle imprese di una serie di principi etici fissati da Nazioni Unite, OCSE, ILO e Unione Europea;
- è stata inserita per il terzo anno consecutivo – confermato anche per il 2003 – nei due indici di sostenibilità, l'Ethical Index Euro e l'Ethical Index Global, predisposti dal financial advisor indipendente E. Capital Partners SpA, che vengono utilizzati dai fondi per misurare le performance in ambito socialmente responsabile delle società a più elevata capitalizzazione. Infine è stata inclusa dal 2001 fra i Top European Performers del "corporate governance rating" della società di consulenza Déminor, per aver saputo interpretare e applicare gli standard relativi alla struttura organizzativa del consiglio e dei comitati in esso costituiti.

corporate governance

Correttezza dei comportamenti

In considerazione della complessità delle situazioni in cui l'Eni si trova a operare, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto importante definire con chiarezza l'insieme dei valori che l'Eni riconosce, accetta e condivide e l'insieme delle responsabilità che l'Eni assume verso l'interno e verso l'esterno per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto degli interessi legittimi di azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari e delle collettività dei Paesi in cui l'Eni è presente con le proprie attività. Tutti coloro che lavorano nell'Eni, senza distinzioni o eccezioni, sono impegnati a osservare e a fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio dell'Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi. Questi valori sono fissati nel Codice di Comportamento, la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare. Il Codice di Comportamento è pubblicato sul sito internet dell'Eni (www.eni.it).

Nel settembre 2002 la società di investimento tedesca DWS (gruppo Deutsche Bank), in collaborazione con la società di consulenza Déminor, ha aggiornato la classifica sul grado di applicazione dei principi di corporate governance da parte delle 50 società quotate europee a più elevata capitalizzazione componenti l'indice Eurostoxx50; l'Eni è risultata quinta (undicesima nel 2001), confermandosi prima tra le società italiane.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 20 gennaio 2000 ha aderito al "Codice di autodisciplina delle Società Quotate" (di seguito Codice) e, a seguito di specifica ricognizione, ha preso atto del sostanziale allineamento del modello organizzativo dell'Eni ai principi contenuti nel Codice, nonché alle relative raccomandazioni della Consob.

In ottemperanza alle indicazioni e alle raccomandazioni della Borsa Italiana SpA, e in particolare alle "Linee guida per la redazione della relazione annuale in materia di corporate governance" del 12 febbraio 2003, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di corporate governance dell'Eni.

Il Consiglio di Amministrazione: competenze, deleghe e composizione

Il Consiglio di Amministrazione è l'organo centrale nel sistema di corporate governance dell'Eni. Ha la responsabilità di definire, applicare e aggiornare le regole del governo societario e di stabilire le linee strategiche del Gruppo. In aggiunta alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile, il Consiglio si è riservato: (i) le decisioni relative alle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società controllate; (ii) le decisioni, su proposta dell'Amministratore Delegato, relative alle operazioni di compra-

vendita e ai conferimenti di immobili, partecipazioni, aziende e rami d'azienda di ammontare superiore a 26 milioni di euro effettuati direttamente dalla società e di esaminare le istruzioni impartite in proposito alle società del Gruppo per il compimento da parte loro di questa tipologia di operazioni.

Il Consiglio ha conferito al Presidente la delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica e all'Amministratore Delegato tutti i poteri di amministrazione della Società a eccezione di quelli indelegabili e di quelli che il Consiglio si è riservato.

Il Consiglio di Amministrazione, composto da otto amministratori, è stato nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004. Nell'Assemblea del 30 maggio 2002 il Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive, non si è avvalso del potere speciale di nominare un amministratore di cui all'art. 6 dello statuto. La nomina degli amministratori avviene, a norma dell'art. 17 dello statuto, mediante voto di lista al fine di consentire la presenza di rappresentanti designati dalle minoranze azionarie. Per prassi, le liste sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato. Gli amministratori posseggono i requisiti di onorabilità e indipendenza prescritti dalle disposizioni normative applicabili all'Eni, nonché i requisiti di professionalità e l'esperienza necessari a svolgere con efficacia ed efficienza il loro mandato, al quale sono in grado di dedicare tempo e risorse adeguate. In ottemperanza alle indicazioni del Codice (art. 1.3), informazioni sulle cariche di amministratore o sindaco ricoperte dai consiglieri in società quotate, in società finanziarie, assicurative o di rilevanti dimensioni sono indicate successivamente al punto "Cariche ricoperte dagli amministratori" del presente capitolo.

Il Consiglio è composto dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Vittorio Mincato, e dagli amministratori Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato e Mario Resca.

Il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni, in ottemperanza alle indicazioni contenute nel Codice, ha valutato sulla base delle dichiarazioni rese dagli interessati che gli amministratori non esecutivi sono indipendenti perché non intrattengono con l'Eni e le altre imprese del Gruppo, con l'Amministratore Delegato e con l'azionista di riferimento dell'Eni relazioni economiche di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio né sono stretti familiari dell'Amministratore Delegato.

Lo statuto non dispone in merito alla frequenza delle adunanze consiliari; nel corso del 2002 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 13 volte; nel primo semestre 2003 sono previste 7 adunanze. È data preventiva notizia al pubblico delle date delle adunanze previste per l'esame dei rendiconti periodici chiesti dalla normativa vigente.

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le modalità di convocazione delle proprie adunanze; in particolare il Consiglio è convocato dal Presidente, che individua i punti dell'ordine del giorno di concerto con l'Amministratore Delegato, mediante avviso da inviarsi a mezzo posta, fax o in via informatica almeno cinque giorni prima di quello fissato per l'adunanza; nei casi di necessità e urgenza, l'invio della convocazione è effettuato almeno 24 ore prima dell'ora fissata per l'adunanza. Lo statuto consente che le adunanze consiliari si tengano per videoconferenza.

Agli amministratori è fornita preventivamente documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare.

Nel 2002 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media il 91% degli amministratori e il 93% degli amministratori non esecutivi indipendenti componenti il Consiglio.

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la rimunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, sentito il parere del Collegio sindacale. In applicazione alle disposizioni Consob, nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai Direttori generali; (ii) gli impegni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni tra-

scorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (stock grant) e le stock option attribuite all'Amministratore Delegato (dipendente Eni) e ai Direttori generali; (iii) le partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai Direttori generali nell'Eni e nelle società controllate. Le informazioni di cui ai punti (i) e (ii) sono indicate anche nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha determinato il compenso annuo spettante al Presidente (250.000 euro) e agli amministratori (68.000 euro); inoltre l'Assemblea ha determinato un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli amministratori da corrispondere in funzione del posizionamento dell'Eni rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione in termini di rendimento totale per l'azionista nell'anno di riferimento. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 euro o 40.000 euro e agli amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se il rendimento per l'azionista dell'Eni nell'anno di riferimento si colloca al primo o al secondo posto, ovvero al terzo o al quarto posto nella graduatoria del rendimento totale per gli azionisti delle sette compagnie petrolifere. Al di sotto del quinto posto la parte variabile non è corrisposta. Agli amministratori è corrisposta inoltre la somma di 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari, oltre al rimborso delle spese sostenute per lo svolgimento dell'incarico.

In relazione alle deleghe loro conferite, il Consiglio di Amministrazione ha determinato la rimunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, costituita da una parte fissa e una parte variabile.

La parte variabile della rimunerazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione variabile del top management (direttori generali delle Divisioni e responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato), è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economico-operativi (redditività, efficienza, progetti strategici) e azionari (quotazione del titolo Eni, rendimento totale per l'azionista comparativo). In relazione alle performance realizzate nel 2001, la parte variabile della rimunerazione rappresenta il 47% di quella complessiva del Presidente e dell'Amministratore Delegato e il 41% di quella del top management. La parte variabile, oltre alla componente monetaria, include gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione azioni Eni, a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (informazioni sui piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono fornite nel paragrafo specifico della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA).

Comitati del Consiglio

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno tre Comitati: l'Audit Committee e il Compensation Committee, composti esclusivamente da amministratori non esecutivi indipendenti, nonché l'Oil & Gas Committee.

Del primo fanno parte Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Renzo Costi e Guglielmo Antonio Claudio Moscato; del secondo Mario Giuseppe Cattaneo, Renzo Costi e Mario Resca; del terzo Alberto Clô, Dario Fruscio, Vittorio Mincato e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.

Gli amministratori non percepiscono compensi aggiuntivi per il loro incarico nei comitati.

Audit Committee

L'Audit Committee, in forza della delibera assunta il 18 ottobre 2000 dal Consiglio di Amministrazione, svolge nei confronti del Consiglio funzioni consultive e propositive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione.

L'Audit Committee nel corso del 2002 si è riunito 11 volte e nel periodo 1° gennaio-27 marzo 2003 5 volte e ha: (i) esaminato i programmi di revisione predisposti dalle fun-

zioni di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (iii) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci degli esercizi 2001 e 2002, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate; (iv) monitorato lo sviluppo del modello operativo della funzione di internal auditing; (v) esaminato le tematiche connesse all'affidamento di incarichi professionali a società del network delle società che svolgono attività di revisione nel Gruppo, esprimendo i relativi orientamenti; (vi) incontrato il revisore principale di Gruppo per l'esame delle problematiche affrontate nel corso delle attività di revisione svolte, anche con riguardo all'applicazione dei principi contabili nella redazione del bilancio secondo gli U.S. GAAP; (vii) esaminato e monitorato le attività poste in essere dalla Società relativamente agli adempimenti connessi ai D.Lgs. 231/2001 e 61/2002; (viii) esaminato il sistema posto in essere per il controllo di individuati progetti di primaria importanza; (ix) esaminato la nuova edizione del Codice di autodisciplina rivisitata nel luglio 2002 dal Comitato per la corporate governance delle società quotate esprimendo i relativi orientamenti; (x) esaminato la situazione degli incarichi di revisione del Gruppo, il consuntivo dei relativi costi e le osservazioni contenute nelle relazioni delle società di revisione ai bilanci delle società italiane del Gruppo; (xi) incontrato il revisore principale di Gruppo per l'approfondimento degli adempimenti connessi alle nuove normative statunitensi formulando le relative determinazioni per la rivisitazione delle proprie funzioni da parte del Consiglio di Amministrazione.

Compensation Committee

Il Compensation Committee ha il compito di proporre al Consiglio di Amministrazione sistemi di incentivazione manageriale, la rimunerazione annua del Presidente e dell'Amministratore Delegato, nonché di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo.

Nel corso del 2002 il Compensation Committee si è riunito tre volte e ha: (i) esaminato gli obiettivi del Piano di performance e incentivazione di Gruppo dell'anno 2002 e i risultati dell'anno 2001, anche ai fini della proposta di aumento del capitale sociale al servizio dell'attribuzione di azioni gratuite ai dirigenti; (ii) formulato la proposta relativa alla determinazione della rimunerazione fissa e variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato; (iii) formulato la proposta del nuovo Piano di stock option relativo al periodo 2002-2004 riservato ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico per il Gruppo (v. "Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA); (iv) esaminato le linee e i criteri della politica retributiva annuale dei dirigenti del Gruppo.

Oil & Gas Committee

L'Oil & Gas Committee ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e approfondirne i diversi aspetti.

Nel corso del 2002 l'Oil & Gas Committee istituito dal Consiglio il 5 giugno 2002 si è riunito due volte esaminando lo scenario delle principali variabili esogene (prezzo del Brent, margini di raffinazione, tassi di cambio, etc.) preso a base per la formulazione del piano quadriennale 2003-2006.

Collegio sindacale

Il Collegio sindacale, ai sensi dell'art. 149 del D.Lgs. 58/1998, vigila sull'osservanza della legge e dello statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati, eccetto il Presidente, il 30 maggio 2002 dall'Assemblea; ai sensi dell'art. 6 dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale è stato nominato con decreto del 29 maggio 2002 dal Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive. Il mandato dei sindaci, di durata triennale, scade con l'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004. La nomina dei sindaci avviene a norma degli artt. 17 e 28 dello statuto mediante voto di lista al fine di consentire la presenza di rappresentanti designati dalle minoranze azionarie. I sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti (art. 14.1 del Codice). Per prassi, le liste sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato.

Il Collegio sindacale è composto dal Presidente, Andrea Monorchio, dai sindaci effettivi Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Riccardo Perotta, e dai sindaci supplenti Fernando Carpentieri e Giorgio Silva. Lo statuto consente che le adunanze del Collegio sindacale possano tenersi per videoconferenza.

Ai sindaci è fornita preventivamente documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare.

Il 19 dicembre 2001 l'Assemblea ha adeguato l'articolo 28 dello statuto al fine di recepire le disposizioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162 relativo ai requisiti di onorabilità e professionalità dei sindaci delle società quotate. Lo statuto dispone che almeno due sindaci effettivi e un sindaco supplente siano scelti tra gli iscritti nel registro dei revisori contabili che abbiano esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni e che i sindaci non in possesso di tale requisito siano scelti tra coloro in possesso dei requisiti di professionalità indicati nel decreto 162/2000; ai fini del decreto stesso, lo statuto dispone che sono strettamente attinenti all'attività della Società le materie di diritto commerciale, economia aziendale e finanza aziendale e i settori ingegneristico e geologico. I sindaci dell'Eni sono tutti iscritti al registro dei revisori contabili.

Diritti speciali riservati allo Stato - golden share

Lo statuto dell'Eni (pubblicato sul sito internet) all'art. 6.2 attribuisce, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, al Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, i seguenti poteri speciali (in sintesi): (a) gradimento da rilasciarsi espressamente all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria; (b) gradimento da rilasciarsi espressamente quale condizione di validità alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui in tali accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria; (c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d); (d) nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo. Il governo italiano si è avvalso dei poteri di cui alla lettera (a) al fine di consentire a una banca d'affari, in occasione delle OPV di azioni Eni, il possesso di azioni da collocare sul mercato, mentre non si è mai avvalso dei poteri di cui alle lettere (b) e (c).

L'esercizio dei poteri speciali è regolato dalla legge citata e dalla direttiva emanata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri l'11 febbraio 2000.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori e trattamento delle informazioni

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, l'Eni ha adottato una politica di comunicazione volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato e a garantire la sistematica diffusione di un'informativa esauriente e tempestiva sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare. In tale ottica, l'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici con gli investitori istituzionali, con la comunità finanziaria e con la stampa, nonché dall'ampia documentazione resa disponibile e costantemente aggiornata sul sito internet dell'Eni e delle principali società del Gruppo. Apposite funzioni dell'Eni assicurano i rapporti con gli investitori e con gli azionisti.

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e le operazioni rilevanti nonché le procedure emanate dall'Eni in materia di corporate governance sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito internet dell'Eni. Sempre nel sito sono disponibili i comunicati stampa della Società, la documentazione distribuita nel corso degli incontri con la stampa e gli analisti finanziari, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, nonché l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti, compresi i relativi verbali. La documentazione messa a disposizione del pubblico sul sito della Società è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta. Sono inoltre disponibili agli azionisti e al pubblico l'e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché il numero verde 800940924 per la richiesta di informazioni e di documentazione.

L'Eni è consapevole che l'informativa finanziaria riveste un ruolo centrale nel funzionamento dei mercati dei capitali e nella creazione e nel mantenimento di relazioni soddisfacenti tra l'impresa e la sempre più vasta platea di interlocutori. L'Eni è consapevole altresì che la fiducia degli investitori nelle società quotate sui mercati regolamentati è uno degli elementi essenziali al funzionamento dell'economia globale. Gli investitori devono poter fare affidamento sull'assoluta integrità morale delle persone che occupano le posizioni chiave della Società e sull'osservanza da parte del management di codici di comportamento, procedure e regole aziendali. L'impegno dell'Eni a fornire agli investitori e ai mercati un'informativa finanziaria veritiera, completa, trasparente, tempestiva e selettiva è sancito dal suo Codice di Comportamento che individua quali valori fondamentali nello svolgimento della propria attività e nei rapporti con i terzi la completezza e trasparenza delle informazioni, la legittimità formale e sostanziale di tutti i comportamenti posti in essere dai propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, nonché la chiarezza e verità nei riscontri contabili secondo le norme di legge e le procedure interne.

Il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo", pubblicata sul sito internet dell'Eni. La procedura, recependo le indicazioni della Consob e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria, fissa i requisiti della comunicazione al pubblico degli eventi price sensitive (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informatica, coerenza e tempestività) e definisce il flusso informativo volto ad acquisire dalle società del Gruppo i dati e le notizie necessari a fornire adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato, sugli eventi price sensitive.

Il Codice di Comportamento dell'Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Internal dealing

In ottemperanza alle disposizioni contenute nel Regolamento dei mercati organizzati e gestiti dalla Borsa Italiana SpA, nel testo modificato dalla delibera Consob n. 13655

del 9 luglio 2002, il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi dall'Eni SpA e da società controllate quotate (Internal dealing)", pubblicato sul sito internet dell'Eni. Il Codice sull'Internal dealing, entrato in vigore il 1° gennaio 2003, contiene la disciplina degli obblighi informativi e individua i limiti all'esecuzione delle operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate effettuate per conto proprio dalle persone rilevanti intendendosi per tali: (i) gli amministratori, i sindaci effettivi dell'Eni, il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo dell'Eni; (ii) i responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato dell'Eni nonché i responsabili delle funzioni da loro direttamente dipendenti.

Il Codice sull'Internal dealing determina in 35.000 euro il controvalore delle operazioni compiute in ciascun trimestre solare il cui superamento comporta per le persone rilevanti l'obbligo di comunicazione al mercato (il limite stabilito dal Regolamento di Borsa è di 50.000 euro) e in 175.000 euro il controvalore delle operazioni compiute nel trimestre solare il cui superamento comporta la comunicazione "senza indugio" (il limite stabilito dal Regolamento di Borsa è di 250.000 euro).

Il Codice sull'Internal dealing comprende tra le operazioni da considerare ai fini della verifica del superamento delle soglie sopra indicate l'esercizio del diritto di opzione a fronte di piani di stock option e la cessione di azioni acquisite a fronte di piani di stock option e di stock grant.

Il Codice sull'Internal dealing vieta alle persone rilevanti di eseguire operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate nei quindici giorni lavorativi che precedono le adunanze consiliari dell'Eni nelle quali sono esaminati i rendiconti periodici obbligatori e il preconsuntivo nonché, se non comunicato in tale sede, il giorno in cui viene definita la proposta di dividendo all'Assemblea. Il divieto non si applica all'esercizio dei diritti attribuiti nell'ambito di piani di stock option e di stock grant, fermo restando l'obbligo di non procedere alla vendita delle azioni nei periodi indicati.

Cariche ricoperte dagli amministratori

Sulla base delle comunicazioni ricevute, sono indicate di seguito le cariche di amministratore o sindaco ricoperte da ciascun consigliere in altre società quotate in mercati regolamentati anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni (art. 1.3 del Codice).

Roberto Poli

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Poli Morelli & Partners SpA e Prof. Roberto Poli e Associati SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA e G.D. SpA; Socio accomandatario di Brafin SapA.

Vittorio Mincato

Consigliere di amministrazione di Il Sole 24 Ore SpA.

Mario Giuseppe Cattaneo

Presidente del Consiglio di Amministrazione di C.B.I. Factor SpA; Consigliere di amministrazione di Otis SpA, Unicredito Italiano SpA, Unicredit Audit SpA e Banca Lombarda SpA; Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione di Euromobiliare Fondi SpA.

Alberto Clô

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Aeroporto G. Marconi di Bologna SpA; Consigliere di amministrazione di GTP Holding SpA, Finmeccanica SpA, ASM Brescia SpA e SAGAT SpA.

Renzo Costi

Consigliere di amministrazione di Editrice Il Mulino SpA.

Guglielmo Antonio Claudio Moscato

Consigliere di amministrazione di Trevi Fin SpA.

Mario Resca

Presidente e Amministratore Delegato di McDonald's Italia SpA; Presidente del Consiglio di Amministrazione di Italia Zuccheri SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA.

sviluppo risorse umane e standard di lavoro

L'Eni si è impegnata a creare un ambiente di lavoro basato sul rispetto e la fiducia reciproci, lo spirito di gruppo, la trasparenza nelle relazioni con i dipendenti e le organizzazioni sindacali, e orientato alla crescita professionale delle risorse umane anche attraverso percorsi di learning volti a sviluppare le competenze e produrre apprendimento, a generare valore duraturo nel tempo e quindi, anche profitto e occupazione. Per conseguire tali obiettivi l'Eni è impegnata a realizzare un modello organizzativo e gestionale che sostenga efficacemente l'attuazione delle linee di sviluppo strategico del Gruppo.

Strategie di cambiamento

Con l'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli è stato completato il percorso, iniziato nel 1997 con l'incorporazione dell'Agip, finalizzato a trasformare l'Eni da holding di partecipazioni a compagnia operativa con il governo diretto dei suoi business fondamentali mediante la costituzione di tre divisioni: Exploration & Production; Gas & Power; Refining & Marketing, poste alle dipendenze dell'Amministratore Delegato.

La funzione Personale e Organizzazione è stata strutturata per Poli Territoriali e Centri di Servizio, mantenendo nella Corporate le attività di indirizzo e controllo, coerentemente con i principi del nuovo sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane e con il modello organizzativo dell'Eni. In questo quadro, sono stati ridisegnati le strutture organizzative e i meccanismi operativi della divisione Exploration & Production, a livello di aree geografiche e di servizi tecnici centrali, con l'obiettivo di: (i) migliorare i sistemi di programmazione e controllo della crescita; (ii) ottimizzare i processi di valutazione e definizione degli investimenti esplorativi e di sviluppo; (iii) utilizzare al meglio la leva tecnologica adottando le innovazioni funzionali all'incremento del valore dei progetti.

È stato completato il nuovo sistema di gestione delle risorse umane con l'introduzione delle metodologie per la rilevazione delle capacità manageriali e del potenziale. Il sistema consente il continuo miglioramento dell'efficienza e l'innovazione dei processi operativi in relazione alle sfide competitive e ai risultati attesi. Costituisce altresì la premessa per un suo ulteriore sviluppo sempre più mirato a diffondere e preservare il patrimonio di conoscenze distintive sui sistemi tecnici e manageriali del Gruppo (knowledge management).

Comunicazione e formazione

La gestione del cambiamento determinato dal nuovo modello organizzativo e dal nuovo sistema di valorizzazione delle risorse umane è stata supportata da interventi specifici di comunicazione e formazione (change management), attraverso i quali sono stati esplici-

tati contenuti e responsabilità dei rispettivi ruoli ai dirigenti, ai quadri e a tutti coloro che hanno significative responsabilità di gestione di risorse umane, oltre che alle persone che lavorano alla Direzione del Personale e Organizzazione della funzione.

Al fine di diffondere le conoscenze e le informazioni sulle strategie, le politiche e le attività del Gruppo, è stato introdotto il portale intranet My Eni, destinato a tutti i dipendenti del Gruppo, in Italia e all'estero.

Relazioni industriali

L'Eni ha una tradizione di positivi rapporti con le organizzazioni sindacali dei lavoratori, con le quali ha sviluppato un dialogo costante e costruttivo, attraverso l'adozione di un modello relazionale aperto e partecipativo.

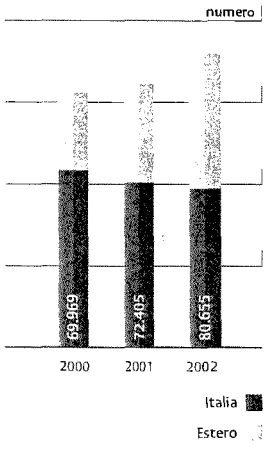
Nel 2002 sono stati raggiunti alcuni importanti obiettivi, fra cui: (i) il 12 febbraio 2002 è stato sottoscritto l'accordo di rinnovo del CCNL per gli addetti all'industria chimica, chimico-farmaceutica, delle fibre chimiche e dei settori ceramica, abrasivi, lubrificanti e GPL; (ii) il 1° marzo 2002 è stato rinnovato il CCNL di settore gas-acqua; (iii) il 14 marzo 2002 è stato rinnovato il Contratto Collettivo Nazionale Energia e Petrolio di durata quadriennale per la parte normativa e biennale per quella retributiva; (iv) il 29 novembre 2002 l'Eni ha firmato con le organizzazioni sindacali italiane (Filcea-Cgil, Femca-Cisl, Uilcem-Uil) e con l'Icem (International Federation of Chemical Energy Mine and General Workers' Unions) un "Accordo sulle relazioni industriali a livello transnazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa". Con quest'accordo viene completato il percorso di innovazione e di consolidamento del sistema di relazioni industriali Eni avviato nel giugno 2001 con il Protocollo di Relazioni Industriali e il nuovo accordo sul Comitato Aziendale Europeo.

L'Eni è tra le pochissime aziende del suo settore nel mondo ad aver sottoscritto un accordo di questo tipo attraverso il quale esprime l'impegno ad applicare e valorizzare i suoi principi, a rispettare i diritti umani e sindacali definiti dalle Convenzioni internazionali dell'International Labour Organization, nonché a instaurare un rapporto costruttivo con le organizzazioni sindacali a livello globale.

Occupazione

L'occupazione relativa alle imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2002 è di 80.655 unità con un aumento di 8.250 unità (+11,4%) rispetto al 31 dicembre 2001, derivante dall'aumento dei locali esteri di 9.860 unità (+36,3%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla flessione dell'occupazione in Italia di 1.610 unità (-3,5%).

Occupazione a fine periodo



I dipendenti assunti in Italia sono 43.682 (54% dell'occupazione di Gruppo) di cui 41.211 operanti in territorio nazionale, 2.103 operanti all'estero e 368 marittimi. Rispetto al 2001 la diminuzione del numero di occupati di 1.610 unità è dovuta per 302 unità a variazioni del campo di consolidamento e per 1.308 unità al saldo fra assunzioni e risoluzioni.

Occupazione a fine periodo (numero)

	2000	2001	2002
Exploration & Production	7.741	7.533	**7.715**
Gas & Power	16.100	14.286	**13.317**
Refining & Marketing	16.130	15.172	**13.757**
Petrolchimica	12.857	12.479	**11.691**
Ingegneria e Servizi	13.217	18.632	**29.091**
Altre attività	3.924	4.303	**5.084**
	69.969	72.405	80.655

Il processo di miglioramento dell'efficienza in atto nel Gruppo è proseguito con l'attuazione di 3.447 risoluzioni di rapporti di lavoro, di cui 2.932 con contratto di lavoro a tempo indeterminato e 515 a tempo determinato, e con 2.139 nuove assunzioni, di cui 936 a tempo determinato e 1.203 a tempo indeterminato, che hanno riguardato prevalentemente personale laureato (599 unità di cui 356 ingegneri) e diplomato (487 unità) inseriti in posizioni operative al fine di migliorare il mix qualitativo delle unità produttive.

Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero, pari a 36.973 (46% dell'occupazione di Gruppo) ha registrato un incremento di 10.403 unità, principalmente per l'acquisizione della Saipem SA (ex Bouygues Offshore), per il consolidamento delle attività estere della Polimeri Europa e per assunzioni a tempo determinato nella Saipem in Kazakhstan.

sviluppo sostenibile

Nel 2002 sono stati spesi circa 49 milioni di euro a favore delle comunità locali a conferma del trend di crescita degli anni precedenti e in coerenza con lo sviluppo delle attività di business e l'espansione in nuove aree operative.
L'85% degli impieghi ha riguardato le infrastrutture e iniziative socio-ambientali, il 12% la cultura e il 3% la sanità. A fronte del progressivo decremento della quota relativa al settore sanitario, si registra la maggiore incidenza del settore infrastrutture e iniziative socio-ambientali, espressione del crescente impegno nella realizzazione di interventi orientati alla promozione di processi di sostenibilità.

L'Eni, nella convinzione che i risultati di impresa non possano essere disgiunti da una condotta di business responsabile, è impegnata a comprendere e rispettare i contesti culturali, sociali, economici e ambientali in cui vengono promosse le sue attività imprenditoriali e a trovare soluzioni innovative per preservare l'ambiente naturale e sociale in cui queste vengono svolte.

In un mondo dove i ruoli delle istituzioni e delle comunità cambiano rapidamente, dove gli squilibri della globalizzazione dei processi economici richiedono il coinvolgimento fattivo da parte di tutti gli attori della società civile, le imprese possono svolgere un ruolo determinante per contribuire a generare crescita e sviluppo, per un miglioramento complessivo della qualità della vita.

Compagnie energetiche come l'Eni si trovano pertanto a rispondere a livello locale, così come su scala mondiale, alle crescenti aspirazioni e aspettative della collettività, sia in termini di riflessione sui valori, che di integrazione degli stessi nell'organizzazione, nelle politiche e nella gestione quotidiana delle loro attività operative.

In tal senso l'Eni, nell'ambito della sua strategia volta ad assicurare la sostenibilità del suo operato, ritiene prioritario stabilire forti legami di cooperazione con i paesi produttori e le comunità locali, consolidare i buoni rapporti con i suoi stakeholder e promuovere una corretta ed efficace politica in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Con riferimento al primo aspetto, l'Eni è impegnata a fornire capacità produttive, a migliorare le condizioni di vita e a favorire lo sviluppo socio-economico nelle aree in cui opera, promuovendo e realizzando progetti e iniziative che possono svilupparsi autonomamente e integrarsi con il tessuto sociale.

Parallelamente, l'Eni dedica particolare attenzione alla tutela della salute, alla sicurezza del lavoro e alla gestione degli impianti produttivi, nonché alla salvaguardia dell'ambiente. Più in generale, l'orientamento strategico dell'Eni è volto allo sviluppo di un sistema energetico sostenibile, con il coinvolgimento di tutte le funzioni aziendali.

Contributo allo sviluppo locale

L'Eni è impegnata attivamente a contribuire al benessere delle popolazioni e dei paesi con cui interagisce, a comprendere i loro bisogni reali, che variano in ragione del livello di sviluppo, a fornire risposte adeguate ed efficaci alla soluzione dei problemi e alle aspettative emerse e a generare quindi un valore duraturo e sostenibile. L'obiettivo finale è contribuire alla loro autosufficienza economica, favorire il trasferimento di capacità e di conoscenze, promuovere il dialogo con gli stakeholder, creando e mantenendo un clima di fiducia nei confronti della Compagnia.

La volontà e l'impegno a contribuire a migliorare standard di vita, condizioni economiche e opportunità di sviluppo si concretizza in numerosi progetti di sviluppo socia-

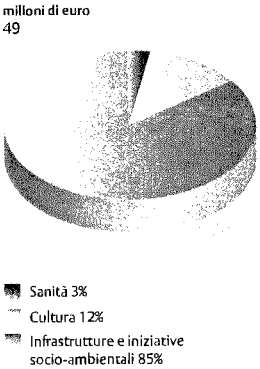
le, di tutela ambientale e di formazione, nonché programmi sanitari e iniziative culturali. Tali iniziative, condotte direttamente o congiuntamente ai partner petroliferi, vengono spesso realizzate in collaborazione con organizzazioni non governative locali, agenzie umanitarie internazionali e con il pieno coinvolgimento delle comunità interessate. Si tratta di un processo in continua evoluzione che viene integrato, sia in fase di impostazione sia al completamento delle attività, da una valutazione dei risultati – attesi e conseguiti – e dei relativi impatti sul territorio, finalizzata al costante miglioramento degli interventi.

Di seguito viene data evidenza alle iniziative più rilevanti realizzate nel 2002, che comprendono sia l'implementazione di programmi già avviati in precedenza sia nuovi progetti (il quadro completo e aggiornato degli interventi promossi dall'Eni è disponibile sul nuovo portale Eni all'indirizzo web www.eni.it/).

Infrastrutture e iniziative socio-ambientali

Il contributo dell'Eni allo sviluppo sostenibile dei paesi di presenza operativa si concretizza attraverso iniziative in grado di generare benessere all'interno delle comunità, ma soprattutto, di porre le basi per una autonoma capacità di crescita. In tale ambito, a esempio, oltre a rispondere ai fabbisogni di infrastrutture sociali e materiali, l'Azienda realizza programmi di sviluppo rurale, favorisce la crescita di piccole attività imprenditoriali, anche attraverso la costituzione di programmi di micro-credito, ed esegue progetti per fornire energia alle comunità e ad aree non raggiunte dalla rete di distribuzione.

Sviluppo delle comunità
ripartizione spesa 2002

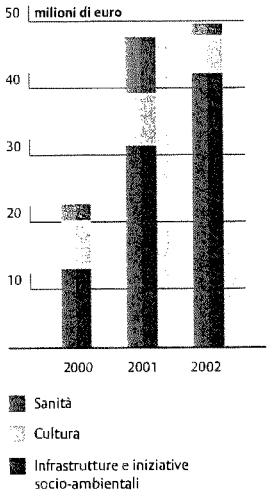


Gli interventi più significativi nel 2002 sono stati:

Programmi di sviluppo agricolo in Nigeria
I progetti di sviluppo agricolo hanno contribuito in misura significativa a migliorare le condizioni socio-economiche delle comunità rurali delle aree petrolifere del Delta del Niger.

Sulla base dei risultati positivi conseguiti dal Green River Project, programma di sviluppo rurale modulare e integrato che ha finora coinvolto circa 177.000 persone, residenti negli Stati di Rivers, Bayelsa, Delta e Imo, la Naoc sta realizzando nello Stato del Bayelsa, a seguito di un accordo con il governo locale, il progetto Burma Rice Farm. Il programma agricolo, di durata triennale (2001-2003), ha come obiettivo la reintroduzione su larga scala della coltivazione di riso, praticata attivamente nella regione fino alla metà degli anni '80 e successivamente abbandonata. In particolare, il progetto è finalizzato a: incrementare la produzione alimentare locale; ridurre le importazioni; contribuire alla crescita occupazionale; recuperare terreni non idonei alle tradizionali coltivazioni. Il programma agricolo viene sviluppato su un'azienda modello di 50 ettari, con un obiettivo produttivo annuo di circa 200 tonnellate, pari a un terzo del fabbisogno stimato dell'area. Oltre a migliorare in misura sostanziale l'approvvigionamento alimentare nella regione, contribuirà a creare nuove opportunità di impiego e a promuovere un'agricoltura redditizia, anche attraverso la diffusione dei risultati conseguiti tra gli agricoltori locali.

Sviluppo delle comunità
spesa 2000-2002 per settore



Progetto di sviluppo rurale integrato in Venezuela
Il progetto, che rientra nel Piano di Investimenti Sociali avviato dalla Lasmo e successivamente implementato dall'Eni, è rivolto a favore delle comunità residenti nelle aree operative di Dación, nello Stato di Anzoátegui. L'intervento è finalizzato in particolare a migliorare le conoscenze tecniche, le capacità organizzative e l'autonomia finanziaria di aziende agricole e micro-imprese presenti nell'area, nonché a promuovere la nascita di nuove attività economiche.

La realizzazione del progetto è stata affidata all'organizzazione non governativa nazionale FUNTAG (Fundación Técnico Agropecuaria de Guanape), e ha riguardato: (i) il supporto tecnico e finanziario a produttori e micro-imprese; (ii) l'attività di formazione in agricoltura, agro-industria e zootecnia; (iii) l'assistenza organizzativa a nuove unità produttive; (iv) la concessione di crediti attraverso la costituzione di un fondo rotativo comunitario.

Il progetto ha fornito sostegno direttamente a quasi 100 persone, tra agricoltori e microimprese, e indirettamente a circa 2.000 persone.

Progetti di infrastrutture sociali in Kazakhstan
Nell'ambito del progetto Karachaganak, congiuntamente agli altri partner, è stata completata la riorganizzazione del sistema idrico della città di Aksai. A Uralsk è stata ultimata la costruzione del Kazakh Drama Theater e avviata la costruzione di uno stadio e di un centro per sport acquatici; sono stati inoltre effettuati lavori di ristrutturazione di alcune strade e piazze cittadine.

Nell'area della capitale Astana è stata eseguita la prima fase di un programma, interamente finanziato dall'Eni, di opere pubbliche e strutture sociali di cui alcune già realizzate, come il sanatorio nella località di Borovoye e la ristrutturazione di un centro ricreativo per bambini nella località di Baldauren, nei pressi del lago Chuchye e altre in fase di completamento, quali la costruzione della biblioteca nazionale.

Coerentemente con l'impegno a favore di un percorso di sviluppo sostenibile, l'Eni conduce le sue attività nella piena osservanza delle norme vigenti e dei più elevati standard internazionali ambientali, esegue interventi volti a ridurre l'impatto sul territorio e promuove iniziative di conservazione e protezione dell'ambiente. Tra gli interventi effettuati nel 2002, oltre al Programma "Zero Gas Flaring" (v. "Tutela della salute, sicurezza e ambiente"), finalizzato a ridurre le emissioni di gas a effetto serra e, in particolare, quelle derivanti dalla combustione del gas associato alla produzione di petrolio, si ricorda:

Progetto di smaltimento rifiuti solidi urbani in Nigeria
L'Eni, sulla base di un accordo con il governo del Rivers State, ha finanziato le stesura di un piano integrato per la gestione dei rifiuti solidi urbani della città di Port Harcourt, la cui popolazione è triplicata nell'ultimo decennio. Il progetto, che verrà eseguito dalla municipalità della città, comprende l'intero ciclo di gestione dei rifiuti solidi (fasi di raccolta, trattamento, riciclo e smaltimento) e si sviluppa in 5 fasi nell'arco di 11 anni, attraverso la graduale introduzione di tecnologie avanzate.

Dopo il completamento della prima fase i servizi di gestione dei rifiuti copriranno una popolazione di circa 660.000 persone, mentre con il pieno sviluppo del programma integrato il sistema verrà esteso all'intera futura popolazione della città, stimata in 1.250.000 abitanti. La realizzazione del programma consentirà inoltre la creazione di nuovi posti di lavoro permanenti: 300 dopo l'esecuzione della prima fase, 500 al completamento del progetto.

Nei paesi in cui opera, l'Eni contribuisce infine allo sviluppo della formazione, soprattutto dei giovani, promuovendo, oltre a diverse iniziative di scolarizzazione di base, addestramento specialistico e corsi di formazione professionale nelle discipline scientifico-tecniche ed economico-gestionali, per consentire l'ingresso dei giovani nel mondo del lavoro. Nel 2002 diverse sono state le iniziative promosse, tra le quali:

Programma di alfabetizzazione in Brasile
È continuato il programma di istruzione "Alfabetizaçao Solidària", alla cui esecuzione l'Eni partecipa dal 2001, in collaborazione con il Ministero dell'educazione, le Università, le municipalità interessate e numerose imprese brasiliane e straniere. Lanciato nel 1997 inizialmente nelle regioni del Nord e del Nord Est sulla base di una partnership innovativa tra queste istituzioni, il programma è rivolto principalmente agli adolescenti tra i 12 e i 18 anni delle province brasiliane con i tassi di analfabetismo più elevati. Il programma è finalizzato, oltre che al contenimento dell'abbandono scolastico, anche all'orientamento professionale. A questo scopo vengono organizzati specifici corsi di formazione a favore degli studenti che hanno completato il modulo di alfabetizzazione. Il progetto ha conseguito risultati molto positivi sia in termini di partecipanti sia del numero di municipalità interessate. Al termine del primo semestre 2002, circa 1,3 milioni di studenti avevano partecipato al programma in oltre 2.000 municipalità, con l'adesione di circa 100 imprese nazionali e internazionali e di oltre 200 università che hanno addestrato più di 150.000 insegnanti.

Sanità

In campo sanitario, l'impegno dell'Eni è rivolto sia a migliorare le condizioni di salute delle comunità attraverso interventi locali per fornire assistenza di base e infrastrutture sia a fornire un contributo fattivo per risolvere o mitigare le problematiche di più grave e ampia portata che spesso costituiscono reali emergenze e sono tra i principali ostacoli allo sviluppo di paesi e popolazioni. In tale ambito, si inseriscono i rapporti e gli accordi di collaborazione con istituti di ricerca, nonché il supporto a iniziative e programmi di intervento avviati da organismi internazionali.

Tra gli impegni assunti dall'Eni in questi ultimi anni a livello globale vi è il sostegno a iniziative internazionali promosse per fronteggiare la diffusione di gravi epidemie, quali la malaria e l'AIDS:

Roll Back Malaria
Nel quadro dell'impegno assunto nel campo della lotta alla malaria e a seguito degli ottimi risultati ottenuti con il Programma Roll Back Malaria, realizzato in Azerbaigian tra il 1999 e il 2001 in collaborazione con l'Organizzazione Mondiale della Sanità, l'Eni partecipa con le proprie strutture e il proprio know-how al programma di prevenzione e controllo della malattia nello Stato del Bayelsa in Nigeria.

Al fine di sostenere il piano nazionale di lotta alla malaria predisposto dal governo Federale, l'Eni ha sottoscritto nel 2002 un accordo con il governo del Bayelsa e la comunità di Ologoama per realizzare un programma Roll Back Malaria nell'area di Okoroma/Tereke (Delta del Niger) a favore di una popolazione iniziale di 5.000 persone.

Nella prima fase del progetto sono stati realizzati: (i) un presidio sanitario, dotato delle necessarie attrezzature, di farmaci e di personale; (ii) la fornitura di barche-ambulanza; (iii) la distribuzione di zanzariere trattate con insetticidi ecocompatibili; (iv) la ristrutturazione del sistema idrico di Ologoama.

Le principali linee di intervento futuro riguardano: l'attività periodica di addestramento del personale e di rappresentanti delle comunità; il controllo epidemiologico e dei vettori; una campagna per favorire maggiore conoscenza e consapevolezza nella popolazione. In un secondo tempo il progetto sarà proseguito e ampliato e, sulla base dei risultati conseguiti, esteso in altre aree del Paese.

Programmi di prevenzione dell'AIDS
Un impegno altrettanto importante è stato preso nei confronti della lotta all'AIDS. Nell'ambito del sostegno al "*Global Fund to Fight AIDS, Tuberculosis and Malaria*", l'Eni contribuisce ai programmi di prevenzione dell'AIDS promossi dal Fondo in Africa Sub-Sahariana, in particolare in Nigeria, che riguardano la prevenzione della trasmissione del virus da madre a bambino, l'ampliamento dell'accesso a programmi antiretrovirali e il potenziamento delle campagne di sensibilizzazione della popolazione. Sempre in Nigeria, nella regione del Delta del Niger, l'Eni ha avviato in collaborazione con l'Unicef un progetto per la prevenzione della trasmissione dell'HIV da madre a figlio.

Tra le altre iniziative più rilevanti realizzate nel corso dell'anno, vi sono anche:

Ripristino strutturale e funzionale dell'Ospedale di Talangaï a Brazzaville, Repubblica del Congo
Con l'obiettivo di garantire la funzionalità gestionale e operativa dell'Ospedale di Talangaï, una delle principali strutture sanitarie del Paese, l'Eni ha promosso, con il patrocinio della Regione Lombardia, un accordo di collaborazione tra il nosocomio congolese e l'Ospedale Sacco di Milano, specializzato in malattie tropicali.

Nel 2002 il programma di assistenza, di durata biennale, è stato completato: l'Ospedale Sacco ha fornito consulenza e formazione per il personale medico, paramedico e amministrativo locale, nonché assistenza nella manutenzione delle strutture dell'ospedale.

Con il completamento di questa fase si è concluso il programma, nato dalla collaborazione tra Eni e le Autorità del paese, con il quale l'Eni ha finanziato e realizzato la ricostruzione e la riorganizzazione funzionale della struttura, seriamente danneggiata a seguito degli scontri armati nel 1998.

Programma di assistenza sanitaria di base in Ecuador
Nella provincia di Pastaza viene sviluppato un ampio programma sanitario che fornisce all'intera popolazione assistenza di base e cure ospedaliere. Tra i punti salienti del programma rientrano: lo sviluppo di una rete di presidi medico-sanitari; la costituzione di "brigadas de la salud", unità, composte da personale medico generico e specializzato, che visitano periodicamente le comunità; l'impiego di un servizio di pronto intervento aereo per la gestione dei casi di emergenza.

Le iniziative, attuate o in corso di esecuzione, includono: un programma per il controllo della malaria, campagne di informazione, corsi di addestramento, realizzazione di progetti infrastrutturali comunitari.

Collaborazione con la Lega Italiana per la lotta contro i tumori
Dopo la partecipazione alla campagna nazionale di informazione e prevenzione della Lega Italiana per la lotta contro i tumori, con iniziative a favore dei dipendenti orientate alla prevenzione, l'Eni ha sostenuto nel 2002 la campagna della Lega contro il fumo. Coerentemente con la No Smoking Policy aziendale finalizzata a eliminare il fumo passivo, sono state promosse iniziative per aiutare i dipendenti a smettere di fumare.

Fondazione Théodora
Nel 2002 l'Eni ha proseguito e rafforzato il sostegno alla Fondazione Théodora, costituita nel 1999 allo scopo di alleviare la degenza dei bambini ricoverati in ospedale tramite incontri settimanali con i "Dottor Sogni", clown selezionati e formati al lavoro in ambito ospedaliero. La Fondazione fa parte di una rete di organizzazioni avviata in Svizzera nel 1993 dalla Fondation Théodora e attiva in 85 ospedali di 9 paesi (in Italia è presente in 7 ospedali). Il supporto dell'Eni, grazie al quale la Fondazione Théodora organizza da alcuni anni spettacoli gratuiti presso l'Ospedale Gaslini di Genova, è stato esteso a iniziative analoghe a Roma e, in Toscana, presso gli Ospedali Riuniti di Livorno e la Casa di Cura San Raffaele pisana.

Cultura

L'Eni dedica particolare attenzione al patrimonio artistico e culturale delle popolazioni e dei paesi con i quali viene a contatto. In particolare attua iniziative finalizzate alla tutela e alla valorizzazione delle opere che ne fanno parte e ne sono espressione, promuovendone la diffusione attraverso l'organizzazione di mostre, il sostegno a istituzioni musicali nonché la partecipazione a progetti di restauro e a campagne di scavi archeologici.

Tra le principali iniziative a cui l'Eni ha dato il suo contributo nel corso dell'anno spiccano:

Sostegno alle Fondazioni musicali
L'Eni ha continuato il proprio sostegno alle principali istituzioni musicali italiane. Come socio fondatore partecipa alle Fondazioni del Teatro alla Scala di Milano, del Teatro La Fenice di Venezia e dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia di Roma. Sostiene inoltre il Teatro dell'Opera di Roma e la Fondazione del Teatro Regio di Torino.

L'Eni ha promosso, come avviene da molti anni, il Ravenna Festival e il Festival di Spoleto, due eventi di grande valore artistico e di risonanza internazionale; ha inoltre sponsorizzato l'organizzazione della Stagione Lirica e Concertistica del Teatro Comunale di Ferrara.

Partecipazione a manifestazioni artistiche
Nell'ambito del proficuo rapporto di collaborazione con il Palazzo Ducale di Genova, l'Eni ha sponsorizzato l'esposizione "Grande pittura genovese dall'Ermitage: da Luca Cambiaso

a Magnasco" che attraverso dipinti, disegni e documenti ricostruisce i rapporti intercorsi nel XVIII secolo tra Genova e la corte di Pietroburgo. È stata inoltre uno degli sponsor della mostra "Gonzaga. La Celeste Galeria" che ha consentito, per la prima volta dopo quattro secoli, di riportare e riunire in un'unica esposizione a Mantova decine di capolavori della collezione Gonzaga, oggi appartenenti a musei di tutto il mondo.

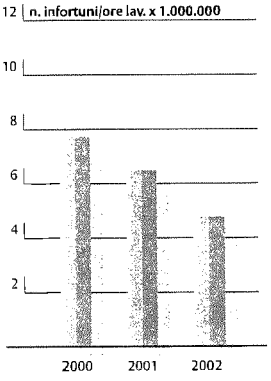
Tutela salute, sicurezza e ambiente

La costante attenzione alla tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente ha indotto Eni Corporate a riesaminare l'intera organizzazione della gestione di queste tematiche, nel momento in cui si sta completando la transizione del Gruppo verso una struttura multidivisionale.

Le Linee Guida emanate nel 1999 hanno: (i) fissato i principi e le politiche di Gruppo; (ii) definito i ruoli e le responsabilità, rispettivamente, di Eni Corporate e delle unità di business; (iii) delineato uno schema organizzativo del sistema di gestione volto al miglioramento continuo.

Al fine di rafforzare l'impegno nell'attuazione delle Linee Guida e l'orientamento della gestione al miglioramento continuo e lo sviluppo della sostenibilità dei business nel 2002 è stata costituita la Direzione Salute, Sicurezza e Ambiente con il compito di: (i) elaborare un piano coerente con le strategie dell'Eni e con le Linee Guida; (ii) implementare un modello di sistema di gestione che costituisca il riferimento per le unità di business; (iii) rispondere alle crescenti sfide di sostenibilità ambientale.

Totale Eni: Indice di frequenza



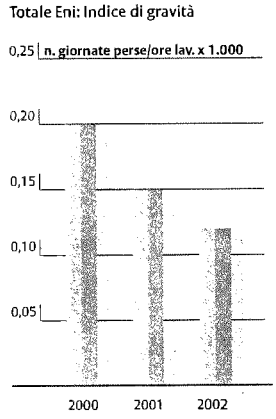
Nel 2002 le unità di business hanno proseguito nel loro impegno di certificazione dei sistemi di gestione operativa secondo i più avanzati standard internazionali. Le certificazioni hanno raggiunto il totale di 85 e interessano la totalità delle unità più esposte a rischi per la salute, la sicurezza, l'ambiente e l'incolumità pubblica. Parallelamente, è continuato il forte impegno di audit volto a controllare la funzionalità e l'efficacia dei sistemi di gestione; nel 2002 sono stati effettuati 765 interventi di audit, utilizzando auditor esterni e interni.

Gli indicatori di performance di salute, sicurezza e ambiente sono migliorati o rimasti sostanzialmente in linea con i livelli già raggiunti negli scorsi anni. In particolare, sono ulteriormente migliorati gli indici infortunistici di frequenza e gravità.

Al 31 dicembre 2002 il personale impegnato nella tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente era di 1.373 addetti equivalenti a tempo pieno. L'impegno nella formazione del personale nel 2002 continua a essere elevato, con 68.155 partecipazioni per complessive 279.466 ore di corsi.

Sviluppo di un sistema energetico sostenibile

Totale Eni: Indice di gravità



L'impegno intrapreso dall'Eni per un sistema energetico più efficiente e a minor impatto ambientale è proseguito nel 2002 con l'ulteriore definizione e sviluppo del piano di azione volto a ridurre le emissioni di gas serra e a mitigare, in accordo con il principio precauzionale, i possibili impatti dei cambiamenti climatici. Infatti, i progressi del Protocollo di Kyoto verso l'entrata in vigore e lo sviluppo, a livello europeo e nazionale, di strumenti normativi che favoriscano il rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni, conferiscono al tema dei gas serra una crescente influenza strategica sul business delle fonti fossili. Dopo la ratifica italiana del Protocollo di Kyoto, l'Eni ha partecipato attivamente alla definizione del Piano Nazionale di azione per la riduzione delle emissioni di gas serra. All'interno del Gruppo è in corso un articolato programma di attività volto a: (i) perfezionare e certificare la rendicontazione delle emissioni di gas serra; (ii) definire il portafoglio di progetti di riduzione di tali emissioni; (iii) cogliere le opportunità derivanti dalla partecipazione ai mercati internazionali dei permessi di emissione; (iv) valorizzare i progetti già in corso e nuove possibili iniziative in conformità ai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto;

(v) elaborare una strategia di medio e lungo termine di gestione sostenibile dei gas serra. In questa ottica, l'Eni ha continuato i suoi programmi di sviluppo del gas naturale, sia in Italia sia all'estero, con progetti tecnologicamente avanzati quali i gasdotti Blue Stream, dalla Russia alla Turchia, e il Greenstream, che permetterà di aumentare le importazioni in Italia di gas naturale. Le maggiori disponibilità di gas in Italia consentiranno di espandere ulteriormente l'integrazione gas-elettricità, attraverso i cicli combinati ad alta efficienza e con emissioni di anidride carbonica, comparativamente molto più basse rispetto al carbone e ai combustibili liquidi.

All'estero continua l'impegno finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dalla combustione in torcia del gas associato alla produzione di petrolio con progetti di "Zero Gas Flaring" in Nigeria e Congo. La realizzazione di tali iniziative non solo permette di abbattere le emissioni di gas serra rispetto alla situazione preesistente, ma fornisce anche un significativo contributo allo sviluppo sostenibile dei paesi produttori. A esempio in Nigeria l'Eni ha in corso la realizzazione, a Kwale, di una centrale termoelettrica a ciclo combinato e ad alta efficienza che consentirà di accrescere l'affidabilità del servizio elettrico della rete nazionale.

Più orientato al medio termine è lo sviluppo delle tecnologie di separazione di anidride carbonica e del suo stoccaggio permanente in formazioni geologiche, perseguito attraverso la partecipazione a un programma di Ricerca e Sviluppo internazionale insieme ad altre grandi compagnie petrolifere.

Ulteriori e più dettagliate informazioni riguardanti gli obiettivi e i risultati del Gruppo Eni sono contenute nei Rapporti Salute Sicurezza Ambiente 2002.

ricerca e innovazione

L'attività dell'Eni è volta a estendere i confini della conoscenza e a promuovere lo scambio di esperienze, di professionalità e di know-how, nella convinzione che l'eccellenza tecnologica rappresenti un fattore essenziale di competitività e di sostenibilità industriale ed economica. A tal fine l'Eni è costantemente impegnata nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie, servizi e prodotti che abbiano un carattere distintivo di innovazione.

Nel 2002 l'Eni ha ridisegnato il ruolo della ricerca scientifica e tecnologica, avendo come riferimento le seguenti direttrici e linee programmatiche primarie: (i) incrementare le risorse destinate all'upstream; (ii) qualificare la spesa destinando maggiori risorse alla fase di sviluppo dei prototipi; (iii) sostenere l'impegno della ricerca di laboratorio, qualificata e orientata all'innovazione radicale di lungo periodo.

In accordo con le linee programmatiche, i punti salienti del cambiamento realizzato sono stati: (i) l'attuazione di un nuovo modello dell'innovazione Eni, integrando le attività per il miglioramento incrementale gestite dai business con l'innovazione di lungo termine gestita dalla Corporate, attraverso un coordinamento centralizzato e la diretta assunzione dei costi, per i progetti fortemente innovativi, da parte della Corporate stessa; (ii) la riorganizzazione delle strutture di Ricerca e Sviluppo, con l'obiettivo di integrare tutte le capacità e competenze "omogenee" del Gruppo, compresi i laboratori della divisione Refining & Marketing e della Snamprogetti.

L'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 175 milioni di euro (203 nel 2001). Il numero di addetti al 31 dicembre 2002 era di 1.390 (1.500 nel 2001).

Nel corso dell'anno, numerose tecnologie sono state applicate per la prima volta a livello industriale.

Nel settore Exploration & Production è stata messa a punto una tecnologia innovativa denominata "Level 6 Junction", applicata con successo su un pozzo bi-obiettivo in Nigeria, che consente di sdoppiare il pozzo in più rami mantenendo le caratteristiche di sicurezza richieste, con minori costi operativi e ridotto impatto sul territorio. È stato inoltre sviluppato e reso operativo un nuovo metodo che non si avvale di ispezioni invasive all'interno delle condotte, ma si basa su misure indirette, in grado di localizzare la presenza di ostruzioni, quali cere e depositi asfaltenici, all'interno di flowline.

Nel settore Refining & Marketing è stato introdotto nel mercato il "BluDiesel" ed è stata ottenuta la qualificazione da parte di primaria casa automobilistica tedesca di un nuovo lubrificante innovativo "fuel economy".

Nella Petrolchimica sono stati messi a punto polimeri con prestazioni migliori, quali a esempio, polietilene lineare per film estensibile ed elastomeri termoplastici per il settore compound. Inoltre è stato sviluppato un nuovo processo di produzione di etilbenzolo molto competitivo e messo a punto, e testato da impianto, un nuovo catalizzatore per la produzione di polietilene lineare.

Le principali linee di ricerca in corso nel 2002 sono state:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Geoscienze
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti
Sistemi avanzati di perforazione
Produzione in ambienti ostili

Performance e differenziazione dei prodotti
Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione

Valorizzazione dei feedstocks
Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze
Conversione del gas a prodotti liquidi
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri

Tutela dell'ambiente
Idrogeno
Riformulazione di carburanti e lubrificanti
Processi catalitici "puliti"
Monitoraggio della qualità dell'aria
Bonifica di terreni inquinati

Numerose altre tecnologie sono entrate in fase avanzata e di sviluppo.

Nel settore Exploration & Production sono in corso le applicazioni iniziali, basate su tecniche originali e proprietarie, di una nuova metodologia per l'elaborazione dei dati geofisici, denominata CRSS, che consente una più accurata definizione dell'immagine del sottosuolo. È stato inoltre realizzato un prodotto informatico integrato, denominato SCREAM, che consente la ricerca di situazioni analoghe presenti in reservoir carbonatici, su database esistenti o su reportistica, in modo da accedere rapidamente a dati e informazioni geominerarie, con riduzioni significative dei tempi di avvio delle produzioni. La ricerca Corporate ha in corso, tra l'altro, lo sviluppo di tecnologie per la riduzione della densità dei fluidi di perforazione per mezzo di microsfere cave di vetro e per l'arresto di infiltrazione d'acqua mediante l'utilizzo di polimero RPM (Relative Permeability Modifier).

Nel settore Gas & Power è stata pressoché completata la sperimentazione della tecnologia "Sintesi di cere via Fischer Tropsch" impiegata nell'impianto pilota costruito presso la raffineria di Sannazzaro. Inoltre sono state confermate in impianto pilota le prestazioni della nuova tecnologia di ossidazione parziale catalitica per la produzione di gas di sintesi o idrogeno.

Per l'upgrading degli oli pesanti è iniziata presso la raffineria di Taranto la costruzione dell'unità dimostrativa da 1.200 barili/giorno della tecnologia Eni Slurry (EST).

Numerosi miglioramenti sono stati introdotti nelle tecnologie di progettazione e posa di pipeline, con particolare riferimento all'impiego di acciai ad alto e altissimo grado (X-80 e X-100) e ai sistemi avanzati di telerilevamento per la definizione delle routes e per l'ottimizzazione delle operazioni (perforazioni, sviluppi campo) in acque profonde.

Nel settore Refining & Marketing è proseguita l'attività volta al miglioramento della qualità di carburanti, benzine e gasoli e lubrificanti, anche per utilizzi speciali, quali a esempio le turbine e la perforazione petrolifera.

L'impegno in campo ambientale è rimasto costante, con particolare attenzione alla riduzione delle emissioni inquinanti, a esempio attraverso l'ottimizzazione del rapporto combustibile/veicolo, e al disinquinamento dei siti industriali, anche con l'impiego di tecniche biologiche.

Nel 2002 sono state depositate 50 domande di brevetto (65 nel 2001).

commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi della gestione caratteristica	47.938	49.272	47.922
Altri ricavi e proventi	905	921	1.080
Costi operativi	(34.228)	(35.037)	(34.996)
Margine operativo lordo	**14.615**	**15.156**	**14.006**
Ammortamenti e svalutazioni	(3.843)	(4.843)	(5.504)
Utile operativo	**10.772**	**10.313**	**8.502**
(Oneri) proventi finanziari netti	64	(295)	(167)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	33	(7)	43
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**10.869**	**10.011**	**8.378**
(Oneri) proventi straordinari netti	(512)	1.737	(29)
Utile prima delle imposte	**10.357**	**11.748**	**8.349**
Imposte sul reddito	(4.335)	(3.529)	(3.127)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**6.022**	**8.219**	**5.222**
Utile di terzi azionisti	(251)	(468)	(629)
Utile netto	**5.771**	**7.751**	**4.593**

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 4.593 milioni di euro con una diminuzione di 3.158 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 40,7%, dovuta: (i) alla riduzione dell'utile operativo (1.811 milioni di euro, pari al 17,6%) connessa in particolare alla flessione del margine di raffinazione (Brent -59,4%) e dei prezzi di vendita del gas naturale, alla variazione del mix di vendita e di approvvigionamento e ai minori volumi venduti nella distribuzione primaria di gas naturale, nonché alle maggiori svalutazioni di asset; questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%), dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+4,7%) e dalla riduzione dei costi; (ii) alla variazione negativa del saldo oneri/proventi straordinari netti (1.766 milioni di euro) a seguito delle minori plusvalenze su cessioni di asset (3.216 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dai minori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica. Queste variazioni negative sono state parzialmente compensate dalle minori imposte sul reddito (402 milioni di euro), dovute in particolare alla contrazione dell'utile prima delle imposte, e dai minori oneri finanziari netti (128 milioni di euro).

Le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza hanno consentito di realizzare risparmi di costi di 523 milioni di euro, compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione, nonché ai maggiori livelli di attività e alle acquisizioni effettuate. Complessivamente la riduzione dei costi nel quadrien-

nio 1999-2002 ammonta a circa 1,7 miliardi di euro, corrispondente al 50% del target di 3,4 miliardi di euro programmato per il 2006.

La redditività del capitale investito (ROACE) si è attestata al 13,7% (23,9% nel 2001 che comprendeva gli effetti delle rilevanti plusvalenze realizzate).

Utile netto in termini omogenei

I risultati degli esercizi 2000, 2001 e 2002 includono componenti non ricorrenti di significativo ammontare. Al fine di consentire un confronto in termini omogenei, nella tabella seguente l'utile operativo e l'utile netto sono rappresentati prima delle componenti non ricorrenti (analizzate successivamente) e di altre discontinuità.

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Utile operativo	10.772	10.313	**8.502**
Oneri (proventi) non ricorrenti dell'utile operativo	(25)	169	**457**
Utile operativo prima delle componenti non ricorrenti	**10.747**	**10.482**	**8.959**
Utile netto	5.771	7.751	**4.593**
Oneri (proventi) non ricorrenti dopo le imposte	33	(1.994)	**330**
Utile netto prima delle componenti non ricorrenti	**5.804**	**5.757**	**4.923**
Utile di terzi azionisti di Snam Rete Gas del primo semestre 2002 (1)			**199**
Utile netto in termini omogenei	**5.804**	**5.757**	**5.122**

(1) Snam Rete Gas ha iniziato la propria attività il 1° luglio 2001.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Exploration & Production	12.308	13.960	**12.877**
Gas & Power (1)	14.427	16.098	**15.297**
Refining & Marketing	25.462	22.083	**21.546**
Petrolchimica	6.018	5.108	**4.781**
Ingegneria e Servizi	2.146	3.114	**4.546**
Altre attività	608	695	**897**
Elisioni di consolidamento	(13.031)	(11.786)	**(12.022)**
	47.938	**49.272**	**47.922**

(1) A partire dal 2002 è operativa la divisione Gas & Power responsabile delle attività gas naturale e generazione elettrica dell'Eni; in precedenza i dati delle due attività erano indicati separatamente.

I ricavi della gestione caratteristica, "ricavi" (47.922 milioni di euro) sono diminuiti di 1.350 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo di vendita del gas naturale e dei principali prodotti del downstream, della variazione del mix di vendita e dei minori volumi venduti nella distribuzione primaria di gas naturale, nonché degli effetti della conversione in euro dei bilanci espressi in dollari. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo, dall'incremento della produzione venduta di idrocarburi e dal maggior volume di attività del settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi del settore Exploration & Production (12.877 milioni di euro) sono diminuiti di 1.083 milioni di euro, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-11,1%), dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%), nonché dei minori volumi commercializzati di idrocarburi d'acquisto (-51 milioni di boe) a seguito, principalmente, del trasferimento dell'attività di trading di gas naturale al settore Gas & Power. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%), nonché dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (+23,4 milioni di boe, pari al 4,7%).

I ricavi del settore Gas & Power (15.297 milioni di euro) sono diminuiti di 801 milioni di euro, pari al 5%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi di vendita del gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'assunzione dal settore Exploration & Production dell'attività di trading di gas naturale.

I ricavi del settore Refining & Marketing (21.546 milioni di euro) sono diminuiti di 537 milioni di euro, pari al 2,4%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-5,9% e -8,7% rispettivamente la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia (complessivamente -1,1 milioni di tonnellate, pari al 4,8%) dovuta all'effetto della cessione/chiusura di stazioni di servizio e alle minori vendite di gasolio sul mercato extrarete.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.781 milioni di euro) sono diminuiti di 327 milioni di euro, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente della flessione dell'8,1% dei prezzi medi di vendita dei prodotti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei volumi venduti (+3,3%).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (4.546 milioni di euro) sono aumentati di 1.432 milioni di euro, pari al 46%, a seguito della maggiore attività svolta.

I ricavi delle altre attività (897 milioni di euro) sono aumentati di 202 milioni di euro, pari al 29,1%, a seguito essenzialmente dei maggiori premi acquisiti dalla Padana Assicurazioni e dall'aumento di attività della Sieco che svolge servizi di carattere generale nell'interesse di società del Gruppo.

Costi operativi

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.442	32.110	**31.893**
Costo lavoro	2.786	2.927	**3.103**
	34.228	**35.037**	**34.996**

I costi operativi (34.996 milioni di euro) sono sostanzialmente in linea con il 2001. La flessione dei costi di approvvigionamento del gas naturale, la riduzione connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza e l'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro sono state pressoché interamente compensati dagli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione, nonché ai maggiori livelli di attività e alle acquisizioni effettuate.

Il costo lavoro (3.103 milioni di euro) è aumentato di 176 milioni di euro, pari al 6%, a seguito essenzialmente dell'entrata nel campo di consolidamento della Saipem SA (nuova denominazione sociale della Bouygues Offshore) nel settore Ingegneria e Servizi e della crescita di circa il 3,8% del costo lavoro unitario in Italia. Questi effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia di circa 2.400 unità dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Exploration & Production	2.364	3.163	**3.552**
Gas & Power	474	500	**417**
Refining & Marketing	502	508	**490**
Petrolchimica	273	323	**161**
Ingegneria e Servizi	144	203	**267**
Altre attività	31	46	**75**
Totale ammortamenti	**3.788**	**4.743**	**4.962**
Svalutazioni	55	100	**542**
	3.843	**4.843**	**5.504**

Gli ammortamenti e le svalutazioni (5.504 milioni di euro) sono aumentati di 661 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 13,6%, a seguito essenzialmente dei maggiori ammortamenti nel settore Exploration & Production, connessi all'incremento della produzione e all'aumento dell'attività di ricerca esplorativa, e delle maggiori svalutazioni (442 milioni di euro). Le svalutazioni dell'esercizio hanno riguardato in particolare asset minerari nel settore Exploration & Production (332 milioni di euro), impianti petrolchimici (105 milioni di euro) e le attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro).

Utile operativo

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Exploration & Production (1)	6.603	5.984	**5.175**
Gas & Power (1)	3.178	3.672	**3.244**
Refining & Marketing	986	985	**321**
Petrolchimica	4	(415)	**(347)**
Ingegneria e Servizi	144	255	**298**
Altre attività	(143)	(168)	**(189)**
	10.772	**10.313**	**8.502**

(1) Il risultato operativo del 2002 tiene conto prudenzialmente degli effetti (144 milioni di euro) della riduzione delle tariffe di modulazione e stoccaggio di gas naturale conseguente alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 26 marzo 2002, n. 49 oggetto di ricorso al TAR della Lombardia. In attesa dell'esito del ricorso, non è stata effettuata la rilevazione degli effetti delle nuove tariffe sull'utile operativo del settore Exploration & Production, che eroga il servizio, e del settore Gas & Power che lo utilizza (rispettivamente in riduzione e in aumento di 271 milioni di euro).

Exploration & Production

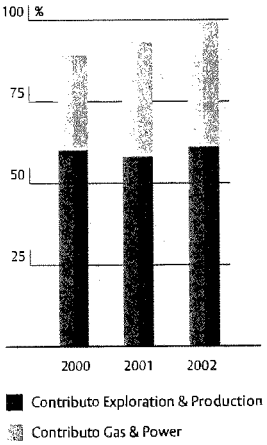
Il settore ha conseguito l'utile operativo di 5.175 milioni di euro con una diminuzione di 809 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 13,5%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-11,1%); (ii) alla rilevazione di maggiori svalutazioni di asset minerari per adeguarli al loro valore d'uso (244 milioni di euro), in particolare nell'area del Mare del Nord e del Golfo del Messico; (iii) all'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%); (iv) alla riduzione delle tariffe di stoccaggio e di modulazione connessa alla delibera 49/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (144 milioni di euro); (v) alla maggiore attività di ricerca esplorativa (94 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%); (ii) dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (+23,4 milioni di boe, pari al 4,7%); (iii) dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (92 milioni di euro); (iv) dalla riduzione dei costi con-

nessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite e alle razionalizzazioni effettuate (154 milioni di euro).

Gas & Power

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.244 milioni di euro con una diminuzione di 428 milioni di euro rispetto al 2001, pari all'11,7%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione del risultato della distribuzione primaria dovuta all'effetto della variazione del mix di vendita, per la maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000, e della variazione del mix di approvvigionamento, nonché ai minori volumi venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%); (ii) della svalutazione di attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro) a seguito delle minori prospettive di redditività; (iii) del pagamento (86 milioni di euro) del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2[1]; (iv) alla flessione del risultato dell'attività di generazione elettrica a seguito dei minori margini di vendita per effetto essenzialmente della scadenza degli incentivi sui contratti "CIP 6" relativi alle centrali di Livorno e Taranto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento del risultato della distribuzione secondaria dovuto alle maggiori tariffe e agli effetti positivi derivanti dalla stima dell'impatto dell'applicazione della delibera n. 122/2002[2] dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di cui 74 milioni di euro relativi al 2001); (ii) dalla riduzione dei costi (58 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni effettuate, in particolare nell'attività di trasporto del gas naturale in Italia, solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

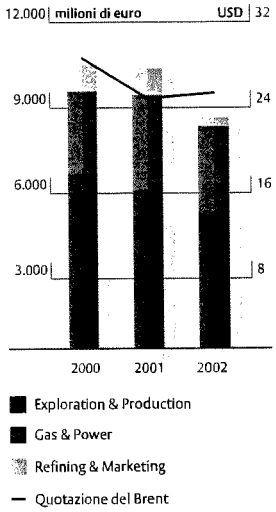
Contributi dei settori Exploration & Production e Gas & Power all'utile operativo dell'Eni



Refining & Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 321 milioni di euro con una diminuzione di 664 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 67,4%, dovuta essenzialmente: (i) alla rilevante flessione del margine di raffinazione che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario internazionale (Brent -59,4%), connesso alla debolezza della domanda, la riduzione del differenziale Fob/Cif sui prodotti, che ha ridotto il vantaggio delle raffinerie posizionate in prossimità dei mercati di sbocco, nonché l'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) alla riduzione dei margini degli ossigenati (MTBE e metanolo) connessa essenzialmente alle minori quotazioni internazionali dei prodotti; (iii) alla circostanza che nel 2001 venne rilevato l'effetto positivo di 36 milioni di euro della riduzione del magazzino prodotti (valutato a Lifo) a fronte di una ripresa di valore di 13 milioni di euro rilevata nel 2002; (iv) ai minori volumi venduti sul mercato extrarete a seguito della congiuntura. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi (60 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate, solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione, e dall'incremento dei margini rete in Europa, anche in relazione al miglioramento dell'efficienza, in parte attenuato dalla riduzione delle vendite in Italia dovuta al processo di razionalizzazione.

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



Petrolchimica

Il settore ha registrato la perdita operativa di 347 milioni di euro con una riduzione di 68 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 16,4%, dovuta essenzialmente: (i) ai minori ammortamenti (162 milioni di euro) connessi alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001; (ii) alla

(1) Il TAR per la Lombardia con sentenza del 20 dicembre 2002 ha ritenuto il tributo istituito dalla Regione Sicilia sulla proprietà dei gasdotti in contrasto con l'ordinamento comunitario e, quindi, la sua non rilevanza ai fini tariffari, riconoscendo la validità degli argomenti addotti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella delibera n. 120 pubblicata il 3 luglio 2002. Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti a partire dalla rata di dicembre 2002. Pur avendo presentato istanza di rimborso a ogni pagamento delle rate mensili, prudenzialmente non è stato iscritto il credito nei confronti della Regione Sicilia (v. "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo - Trasporto").

(2) Informazioni sulla delibera sono indicate nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo - Distribuzione secondaria".

circostanza che nel 2001 venne rilevato l'impatto negativo di 100 milioni di euro derivante dalla flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (nel 2002 l'impatto è stato positivo di 27 milioni di euro); (iii) alla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate (70 milioni di euro), solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iv) all'aumento del 3,3% dei volumi venduti. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini, verificatasi in particolare nel primo trimestre, connessa alla riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti (in media dell'8,1%) a fronte del calo più contenuto del costo in euro delle materie prime petrolifere (in media dell'1,2%), nonché dalla svalutazione di asset per adeguarli al loro valore d'uso (105 milioni di euro).

Ingegneria e Servizi

L'utile operativo ammonta a 298 milioni di euro (di cui 302 riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*), con un aumento di 43 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 16,9%. L'attività *costruzioni e perforazioni* registra un aumento dell'utile operativo di 46 milioni di euro dovuto al contributo dei progetti Blue Stream e Karachaganak, ai risultati derivanti dall'incremento delle attività in Africa Occidentale, Arabia Saudita ed Estremo Oriente, nonché al contributo della Bouygues Offshore (35 milioni di euro prima dell'ammortamento di 21 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile non attribuita alle immobilizzazioni tecniche). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore redditività di alcune commesse dell'area Perforazioni mare. L'attività *ingegneria* registra la perdita operativa di 4 milioni di euro con una diminuzione di 3 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori stanziamenti a fondi rischi su commesse in fase di chiusura (18 milioni di euro) e dell'esito sfavorevole di una transazione (8 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte compensati dal margine realizzato sul maggiore volume d'affari conseguito nel 2002, in particolare dal contributo del progetto per la costruzione della tratta ferroviaria Milano-Bologna. Considerando nella gestione operativa i risultati derivanti dall'attività svolta in joint venture, che sono inclusi nel conto economico nei proventi su partecipazioni, l'utile operativo conseguito nel 2002 è di 23 milioni di euro (11 milioni di euro, in termini omogenei, nel 2001).

Altre attività

Nelle Altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi (amministrazione, servizi tecnici e IT), dell'EniTecnologie SpA, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. La perdita operativa ammonta a 189 milioni di euro (168 milioni di euro nel 2001).

Oneri finanziari netti

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Oneri finanziari netti	(302)	(455)	**(259)**
Proventi su crediti funzionali all'attività operativa e su crediti di imposta	201	170	**122**
Differenze cambio nette	165	(10)	**(30)**
	64	(295)	**(167)**

Gli oneri finanziari netti (167 milioni di euro) sono diminuiti di 128 milioni di euro rispetto al 2001 a seguito in particolare della flessione dei tassi di interesse (Euribor a tre mesi -1 punto percentuale) e del minor indebitamento finanziario netto medio di circa 950 milioni di euro.

Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni di 43 milioni di euro, a fronte di oneri netti di 7 milioni di euro nel 2001, rappresentano il saldo tra proventi di 288 milioni di euro e oneri di 245 milioni di euro. I proventi riguardano essenzialmente: (i) la quota di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (184 milioni di euro) riguardanti in particolare i settori Gas & Power (98 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (38 milioni di euro) e Refining & Marketing (40 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da cessione (55 milioni di euro) riferite essenzialmente alla vendita della partecipazione del 10% nella Qatar Petrochemical Co nel settore Petrolchimica (52 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (32 milioni di euro).

Gli oneri (247 milioni di euro) riguardano: (i) le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipate valutate al costo (209 milioni di euro) relative in particolare alla Galp Energia SGPS SA (85 milioni di euro riferibili esclusivamente all'ammortamento di 107 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile), all'Albacom SpA (37 milioni di euro) e alle società Distribuidora e Inversora de Gas del Centro SA (36 milioni di euro), nonché ad altre partecipazioni minori dei settori Exploration & Production (24 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (8 milioni di euro) e di altri settori (25 milioni di euro); (ii) le minusvalenze da cessione di partecipazioni (24 milioni di euro, di cui 20 relativi alla cessione della partecipazione del 7% nella Blu SpA).

La variazione positiva di 50 milioni di euro del saldo oneri/proventi su partecipazioni rispetto al 2001 è dovuta essenzialmente alla minore svalutazione della Galp Energia SGPS SA (59 milioni di euro).

Oneri straordinari netti

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni:			
- plusvalenza sul collocamento del 40,24% di Snam Rete Gas		2.453	
- plusvalenza sulla cessione del patrimonio immobiliare		751	
- altre plusvalenze	86	269	257
	86	3.473	257
Altri proventi straordinari	146	177	112
Totale proventi straordinari	232	3.650	369
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(182)	(885)	(157)
- incentivazione esodi	(202)	(257)	(114)
- svalutazioni e minusvalenze	(34)	(651)	(55)
	(418)	(1.793)	(326)
Altri oneri straordinari	(326)	(120)	(72)
Totale oneri straordinari	(744)	(1.913)	(398)
	(512)	1.737	(29)

Le plusvalenze da cessioni di 257 milioni di euro riguardano le vendite di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare le plusvalenze derivanti: (i) nel settore Refining & Marketing, dalle cessioni di stazioni di servizio in Italia a Tamoil, TotalFinaElf e a retisti indipendenti (127 milioni di euro), dalla cessione dell'Agip Nigeria Ltd e di altre partecipazioni minori in Africa (87 milioni di euro), nonché di depositi, rami d'azienda e altri asset (11 milioni di euro); (ii) nel settore Gas & Power, dalla cessione di terreni e immobili (21 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari di 112 milioni di euro riguardano gli utilizzi di fondi eccedenti, definizione di contenziosi e recupero crediti nei settori Petrolchimica (72 milioni di euro), Gas & Power (23 milioni di euro), Refining & Marketing (13 milioni di euro) e in altri settori (6 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per ripristini ambientali e oneri connessi a dismissioni e ristrutturazioni nei settori Refining & Marketing (79 milioni di euro) e Petrolchimica (71 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi di 114 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (34 milioni di euro), Gas & Power (28 milioni di euro), Refining & Marketing (26 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (14 milioni di euro) ed Exploration & Production (9 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze (55 milioni di euro) riguardano principalmente la svalutazione di asset nel settore Petrolchimica per 23 milioni di euro e la minusvalenza di 22 milioni di euro rilevata nel conferimento della raffineria di Priolo e della centrale elettrica nella Erg Raffinerie Mediterranee Srl, nella quale l'Eni detiene, dopo il conferimento, una partecipazione del 28%.

Gli altri oneri straordinari (72 milioni di euro) riguardano essenzialmente il settore Refining & Marketing (49 milioni di euro), in gran parte connessi alle azioni di ristrutturazione e a costi di esercizi precedenti.

Componenti non ricorrenti

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Svalutazioni asset	(55)	(100)	**(542)**
Tributo Regione Sicilia			**(86)**
(Costi)/ricavi esercizi precedenti			**61**
Plusvalenze su cessioni			**92**
(Svalutazioni)/riprese di valore scorte	80	(69)	**40**
Altro			**(22)**
Effetto sull'utile operativo	**25**	(169)	(457)
di cui:			
- Exploration & Production		(88)	**(253)**
- Gas & Power	(5)	(3)	**(129)**
- Refining & Marketing	(45)	22	**9**
- Petrolchimica	79	(100)	**(78)**
- Altri settori	(4)		**(6)**
Oneri non ricorrenti su partecipazioni		(82)	**(36)**
Proventi (oneri) straordinari netti	(512)	1.737	**(29)**
Totale prima delle imposte	(487)	1.486	(522)
Adeguamento fondo imposte differite per modifica regime fiscale nel Regno Unito			**(215)**
Affrancamento riserve per ammortamenti anticipati ex art. 4 legge 448/2001			**95**
Imposte (stima)	508	508	**312**
- relative alle componenti non ricorrenti nell'utile operativo	19	32	**245**
- relative alle altre componenti non ricorrenti	489	476	**67**
Utile di terzi azionisti	(54)		
Componenti non ricorrenti dopo le imposte	(33)	1.994	(330)

Le svalutazioni di asset (542 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset minerari nel settore Exploration & Production (332 milioni di euro), impianti petrolchimici (105 milioni di euro) e le attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro). Le plusvalenze sulla cessione di asset (92 milioni di euro) riguardano le plusvalenze conseguite sulla cessione di asset minerari nel settore Exploration & Production nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio. Gli oneri non ricorrenti su partecipazioni (36 milioni di euro) riguardano la svalutazione delle partecipate argentine Distribuidora e Inversora de Gas del Centro SA in relazione alle minori prospettive di redditività.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito ammontano a 3.127 milioni di euro con una diminuzione di 402 milioni di euro rispetto al 2001 connessa essenzialmente alla flessione dell'utile prima delle imposte e all'effetto positivo (95 milioni di euro) dell'affrancamento delle riserve per ammortamenti anticipati (ex art. 4 legge 448/2001), in parte compensate dall'adeguamento del fondo imposte differite dovuto all'aumento di 10 punti percentuali (dal 30 al 40%) delle imposte sul reddito delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro).

L'aumento dell'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte (tax rate) di 7,5 punti percentuali (dal 30 al 37,5%) è dovuto essenzialmente alla circostanza che la plusvalenza sul collocamento del 40,24% di Snam Rete Gas conseguita nel 2001 è stata rilevata al netto dell'imposta sostitutiva assolta[3].

(3) L'imposta sostitutiva del 19% assolta dalla Snam SpA sulla rivalutazione e sul successivo conferimento dei beni apportati a Snam Rete Gas SpA è stata imputata in aumento del valore di iscrizione nel bilancio consolidato dei beni oggetto di conferimento e ha concorso quindi alla determinazione della plusvalenza. L'imposta sostitutiva è imputata a conto economico coerentemente all'ammortamento dei beni rivalutati.

La differenza tra il tax rate teorico (42,1%) e quello effettivo (37,5%) di 4,6 punti percentuali è attribuibile: (i) per 5 punti percentuali, ai benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative (legge 383/2001 recante incentivi fiscali per gli investimenti e lo sviluppo, DIT, legge 448/2001); (ii) per 4,7 punti percentuali, all'effetto fiscale conseguente all'applicazione nell'esercizio 2000 della legge di rivalutazione n. 342/2000. Questi effetti di riduzione del tax rate effettivo sono stati parzialmente compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere (2,7 punti percentuali) e da altre motivazioni (2,4 punti percentuali).

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Exploration & Production ammontano a 2.093 milioni di euro con una diminuzione di 28 milioni di euro rispetto al 2001 dovuta alla riduzione dell'utile ante imposte delle società estere a più alta fiscalità e alla rilevazione di imposte anticipate sulle perdite fiscali di esercizi precedenti dell'Agip Petroleum Co Inc e dell'Agip Exploration & Production Ltd, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'adeguamento del fondo imposte differite delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro).

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (629 milioni di euro) è aumentato di 161 milioni di euro rispetto al 2001 a seguito essenzialmente del collocamento sul mercato a fine 2001 del 40,24% di Snam Rete Gas e dell'aumento dell'utile conseguito dalla Saipem SpA.

Stato patrimoniale

(milioni di €)

	31.12.2001	31.12.2002
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	33.851	**33.693**
Immobilizzazioni immateriali	2.850	**3.175**
Partecipazioni	2.740	**2.797**
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.630	**1.408**
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(657)	**(870)**
	40.414	**40.203**
Capitale di esercizio netto	(635)	**(204)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(486)	**(507)**
Capitale investito netto	39.293	**39.492**
Patrimonio netto	27.483	**26.257**
Interessi di terzi azionisti	1.706	**2.094**
Indebitamento finanziario netto	10.104	**11.141**
Coperture	39.293	**39.492**

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2002 ammonta a 39.492 milioni di euro con un incremento di 199 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001 dovuto principalmente all'aumento del capitale di esercizio netto (431 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione del capitale immobilizzato (211 milioni di euro). L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'88,3% (90,4% al 31 dicembre 2001). Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti passa da 0,35 al 31 dicembre 2001 a 0,39.

Le immobilizzazioni materiali (33.693 milioni di euro) si riferiscono principalmente ai settori Exploration & Production (58,9%), Gas & Power (21,3%) e Refining & Marketing (9,2%). Il fondo ammortamento e svalutazioni (39.700 milioni di euro) rappresenta il 54,1% delle immobilizzazioni materiali lorde (53,2% al 31 dicembre 2001).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (2.797 milioni di euro) riguardano principalmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (659 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Company BV (178 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (121 milioni di euro), il 35% dell'Albacom SpA (115 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (111 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro), il 49% della Superoctanos CA (93 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (92 milioni di euro), il 50% della EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (90 milioni di euro) e il 50% della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (83 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (1.408 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie nell'interesse di imprese dell'Eni, in particolare del settore Gas & Power (622 milioni di euro), e da imprese del settore Exploration & Production (666 milioni di euro).

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare il dollaro, ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta estera ai cambi del 31 dicembre 2002 (euro/USD +18%) una riduzione del valore contabile del capitale investito netto di 3.180 milioni di euro, del patrimonio netto di 2.242 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 938 milioni di euro.

Capitale di esercizio netto

(milioni di €)

	31.12.2001	31.12.2002
Rimanenze	3.014	3.200
Crediti commerciali	9.346	9.090
Debiti commerciali	(5.081)	(5.579)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.173)	(2.978)
Fondi per rischi e oneri	(5.377)	(5.522)
Altre attività e passività di esercizio (1)	1.636	1.585
	(635)	(204)

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa per 1.237 milioni di euro (944 al 31 dicembre 2001) e titoli a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici di 489 milioni di euro (436 al 31 dicembre 2001).

La diminuzione dei debiti tributari e del fondo imposte netto di 1.195 milioni di euro è dovuta, oltre che alla riduzione delle imposte sul reddito connessa alla flessione dell'utile ante imposte, essenzialmente ai seguenti aspetti: (i) agli effetti della nuova fiscalità di impresa in materia di deducibilità dilazionata in cinque anni delle svalutazioni di partecipazioni (441 milioni di euro); (ii) al nuovo regime di pagamento delle accise che ha anticipato a fine dicembre il pagamento delle accise sui prodotti finiti immessi al consumo nella seconda quindicina di dicembre (404 milioni di euro); (iii) all'utilizzo del fondo imposte differite divenuto esuberante per l'affrancamento delle riserve per ammortamenti anticipati (145 milioni di euro, già al netto dell'imposta sostitutiva da versare nel 2003 di 54 milioni di euro). Questi aspetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento del fondo imposte differite delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro) a seguito dell'aumento di 10 punti percentuali (dal 30% al 40%) delle imposte sul reddito.

I fondi per rischi e oneri (5.522 milioni di euro) includono essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.980 milioni di euro (1.963 milioni di euro al 31 dicembre 2001), il fondo rischi ambientali di 1.558 milioni di euro (1.451 al 31 dicembre 2001), la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 593 milioni di euro (535 al 31 dicembre 2001), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 354 milioni di euro (423 al 31 dicembre 2001), il fondo rischi per contenziosi di 211 milioni di euro (213 al 31 dicembre

2001), il fondo di trattamento di quiescenza e obblighi simili di 128 milioni di euro (86 al 31 dicembre 2001) e il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 106 milioni di euro (384 al 31 dicembre 2001).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto ammonta a 11.141 milioni di euro, con un aumento di 1.037 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001.

(milioni di €)

	31.12.2001	31.12.2002
Debiti finanziari e obbligazioni	12.819	**15.420**
Disponibilità liquide	(1.360)	**(1.791)**
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.252)	**(1.020)**
Crediti finanziari	(74)	**(1.465)**
Altro	(29)	**(3)**
	10.104	**11.141**

I debiti finanziari e obbligazioni ammontano a 15.420 milioni di euro, di cui 8.870 a breve termine, comprensivo delle quote in scadenza entro 12 mesi di debiti finanziari a lungo termine di 980 milioni di euro, e 6.550 a lungo termine.

I crediti finanziari (1.465 milioni di euro) includono il deposito vincolato di 1.447 milioni di euro per l'OPA lanciata dall'Eni nel dicembre 2002 sulle azioni Italgas SpA.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	6.022	8.220	**5.222**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.307	4.841	**5.682**
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(82)	(170)	**(152)**
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	4.990	2.164	**3.305**
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**15.237**	**15.055**	**14.057**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.592)	(206)	**(510)**
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(3.062)	(6.765)	**(2.969)**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**10.583**	**8.084**	**10.578**
Investimenti tecnici	(5.431)	(6.606)	**(8.048)**
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(3.483)	(3.082)	**(1.315)**
Dismissioni	277	2.114	**935**
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(69)	(40)	**(319)**
Free cash flow	**1.877**	**470**	**1.831**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	111	994	**(1.171)**
Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	121	(490)	**3.736**
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.118)	(950)	**(3.846)**
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	41	38	**(64)**
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**32**	**62**	**486**
Free cash flow	**1.877**	**470**	**1.831**
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(901)	(1.582)	**(51)**
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	20	185	**39**
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(353)	(312)	**990**
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.118)	(950)	**(3.846)**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(1.475)**	**(2.189)**	**(1.037)**

Il flusso di cassa netto generato dalle attività di esercizio di 10.578 milioni di euro e gli incassi da dismissione (974 milioni di euro, compreso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 39 milioni di euro) hanno consentito di coprire circa il 90% dei fabbisogni, connessi in particolare: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (9.414 milioni di euro, incluso il debito acquisito di 51 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo da parte dell'Eni SpA (2.876 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (770 milioni di euro).

Gli incassi da dismissione (974 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente i settori: (i) Exploration & Production (436 milioni di euro) prevalentemente connessi al processo di razionalizzazione del portafoglio asset minerari; (ii) Refining & Marketing (322 milioni di euro) relativi alla cessione di stazioni di servizio in Italia (160 milioni di euro), alla cessione dell'Agip (Nigeria) Ltd e di altre partecipazioni minori in Africa (76 milioni di euro), nonché di depositi, rami d'azienda e altri asset (86 milioni di euro); (iii) Petrolchimica (105 milioni di euro), di cui 81 milioni di euro riferiti alla cessione della partecipazione del 10% nella Qatar Petrochemical Co; (iv) Gas & Power (59 milioni di euro), di cui 17 milioni di euro relativi alla cessione del ramo d'azienda idrico di Fiorentina Gas SpA.

Il flusso monetario del capitale proprio (3.846 milioni di euro) riguarda principalmente il pagamento del dividendo di 2.876 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, l'acquisto di azioni proprie (770 milioni di euro), il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (74 milioni di euro), dell'Italgas SpA (37 milioni di euro) e della Saipem SpA (32 milioni di euro).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Exploration & Production	3.539	4.276	**5.615**
Gas & Power	794	1.065	**1.315**
Refining & Marketing	533	496	**550**
Petrolchimica	265	390	**249**
Ingegneria e Servizi	245	304	**233**
Altre attività	55	75	**86**
Investimenti tecnici (1)	**5.431**	**6.606**	**8.048**
Investimenti in partecipazioni	4.384	4.664	**1.366**
	9.815	**11.270**	**9.414**

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale pari a 207, 190 e 164 milioni di euro, rispettivamente nel 2000, nel 2001 e nel 2002.

Gli investimenti tecnici (8.048 milioni di euro, di cui il 93% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) sono aumentati di 1.442 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 22%, e hanno riguardato in particolare: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (4.396 milioni di euro; +27,3%) in Nigeria, Iran, Libia, Italia, Kazakhstan, Angola, Venezuela e Regno Unito; (ii) la ricerca esplorativa (902 milioni di euro; +19,2%) e l'acquisto di titoli minerari (317 milioni di euro); (iii) il potenziamento e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale in Italia (606 milioni di euro); (iv) gli impianti di raffinazione, il miglioramento della rete di distribuzione dei prodotti petroliferi in Italia e il potenziamento di quella all'estero (463 milioni di euro); (v) la prosecuzione del programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (426 milioni di euro); (vi) la realizzazione del gasdotto Greenstream che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici di Wafa e della struttura Bahr Essalam del permesso NC-41 operati dall'Eni con il 50% (236 milioni di euro); (vii) interventi in materia di sicurezza e ambiente nei siti industriali (222 milioni di euro).

Gli investimenti in partecipazioni (1.366 milioni di euro) hanno riguardato in particolare l'acquisto nell'attività *costruzioni e perforazioni* della società francese Bouygues Offshore (906 milioni di euro, dedotte le disponibilità nette acquisite di 100 milioni di euro) e di altre società (149 milioni di euro) nonché l'acquisto, in joint venture con la società tedesca EnBW, del 97,81% della GVS. La joint venture ha coperto l'acquisto, del valore di 704 milioni di euro, mediante aumenti di capitale sociale di 178 milioni di euro (quota Eni 89 milioni di euro) e ricorrendo al mercato finanziario per la parte residua.

altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa del bilancio consolidato (nota n. 23).

Acquisto di azioni proprie e piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Informazioni in ordine all'acquisto di azioni proprie e ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono indicate nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività. In questa sede si evidenzia:

Transazione Montedison

Il 6 marzo 2003 è stata accettata da parte dell'Eni e dell'EniChem SpA la proposta di transazione formulata da Edison SpA riguardante la conclusione del contenzioso aperto nel 1992 dall'Eni e dall'EniChem SpA dinnanzi al collegio arbitrale in relazione alle garanzie fornite da Montedison SpA e sue controllate in occasione della costituzione di Enimont. Con la transazione, la Edison SpA si è impegnata a corrispondere a EniChem la somma di 200 milioni di euro da pagarsi in quattro rate di 50 milioni ciascuna, di cui la prima versata il 6 marzo 2003 e le altre a cadenza annuale maggiorate di interessi; il pagamento dilazionato è assistito da fidejussioni bancarie escutibili a prima richiesta. L'indennizzo è a fronte di oneri già sostenuti o stanziati da EniChem SpA. Non sono comprese nella transazione le pretese EniChem relative all'obbligo della Edison SpA di manlevarla e/o indennizzarla degli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e strutture industriali, prima dell'apporto da parte Montedison, ancorché mani-

festatisi successivamente. Si tratta di danni ambientali reclamati dallo Stato connessi alle attività del sito di Mantova ed eventuali danni che dovessero essere reclamati dallo Stato e/o altri terzi in asserita conseguenza di specifiche situazioni di compromissione ambientale nei siti di Brindisi e Priolo. La soluzione dell'eventuale contenzioso è affidata all'Autorità giudiziaria ordinaria.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni relative al 2003 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in crescita rispetto al 2002 (+1,2%), anche se la dinamica è inferiore rispetto al trend registrato negli anni novanta a seguito delle incertezze legate alle tensioni geopolitiche globali che incidono sui tempi di ripresa dell'economia mondiale. La previsione dell'Eni sul prezzo del petrolio nel 2003 indica un valore medio del Brent intorno agli stessi valori del 2002 (25 dollari/barile) che riflette la quotazione di circa 32 dollari/barile registrata nel bimestre gennaio-febbraio e l'ipotesi di un graduale rientro del prezzo, nella restante parte dell'anno, entro il limite inferiore della fascia di oscillazione prevista dall'OPEC per il proprio paniere di greggi (22 dollari/barile, inferiore di circa un dollaro/barile rispetto al Brent), livello funzionale alla ripresa dell'economia mondiale;
- è previsto proseguire nel 2003 il rafforzamento dell'euro nei confronti del dollaro, conseguenza del processo di aggiustamento degli squilibri dell'economia statunitense; la previsione dell'Eni indica un apprezzamento del tasso di cambio medio annuo euro/dollaro di oltre il 10% rispetto alla media del 2002 (0,946);
- la domanda di gas naturale in Italia, in ipotesi di temperature normali, è prevista in aumento di circa il 5% rispetto al 2002 a seguito essenzialmente della crescita dei consumi nella produzione di energia elettrica;
- i margini di raffinazione sono previsti in ripresa rispetto ai valori particolarmente depressi registrati nel 2002; l'entità della ripresa sarà condizionata da quella più generale dell'economia mondiale. Nel primo bimestre 2003 il margine sul Brent ha superato i 3 dollari/barile (pressoché nullo il valore nel primo bimestre 2002) a seguito delle tensioni internazionali che hanno spinto gli operatori a ricostituire le scorte di prodotti, nonché dell'aumento dei consumi di prodotti per riscaldamento a causa dell'inverno rigido nell'emisfero settentrionale.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2003 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- la produzione giornaliera di idrocarburi, al netto dell'effetto delle azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari, è prevista in aumento rispetto al 2002 in linea con il tasso medio di incremento programmato nel quadriennio 2003-2006 (circa il 6%). L'aumento nel 2003 sarà realizzato interamente all'estero grazie al contributo dell'acquisizione della norvegese Fortum Petroleum e alla crescita produttiva/avvii nelle aree di consolidata presenza (Nigeria, Kazakhstan) e in quelle di più recente acquisizione/presenza (Australia, Pakistan, Iran);
- i volumi di gas naturale venduti dal settore Gas & Power in Italia e in Europa sono previsti in aumento di circa il 4% rispetto al 2002. I volumi trasportati per conto terzi in Italia sono previsti in aumento di oltre il 25%;
- la produzione venduta di energia elettrica è prevista di circa 5,4 mila gigawattora, in aumento dell'8% rispetto al 2002; le quantità di energia elettrica acquistate per la vendita sono previste di circa 2,5 mila gigawattora (1,7 mila nel 2002);
- le lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero sono previste diminuire di circa il 4% a seguito della progressiva entrata a regime degli accordi con la Erg relativi alla raffineria di Priolo (7,5 milioni di tonnellate a regime nel 2006). Il tasso di utilizzo delle raffi-

nerie di proprietà è previsto in aumento rispetto al 2002 (99%) a seguito del migliore bilanciamento ottenuto tra la capacità di raffinazione e la domanda;

- le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Europa sono previste sostanzialmente in linea con il 2002; le maggiori vendite sulla rete nel resto d'Europa, a seguito degli acquisti di 313 stazioni di servizio connessi al perfezionamento di accordi già definiti in Spagna, Francia e Germania, saranno assorbite dalla flessione sulla rete in Italia dovuta agli effetti del processo di razionalizzazione in atto.

Nel 2003 sono previsti investimenti tecnici di circa 8,7 miliardi di euro; oltre il 90% degli investimenti riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

glossario

Il glossario dei termini finanziari e delle attività operative è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo **www.eni.it**
Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalties sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning): contratto tipico del settore delle costruzioni offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio ("global or main contractor", normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la pro-

duzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di Over/Under lifting.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

relazione del collegio sindacale all'assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 d.lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2002 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;

b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le operazioni deliberate e poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e incontri con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti e a tal riguardo non abbiamo osservazioni da sottoporre alla Vostra attenzione;

d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame dei documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione. Nel corso dell'esercizio abbiamo avuto periodici incontri con i componenti l'Audit Committee, che hanno relazionato il Consiglio sull'attività svolta nel corso del 2002, e con i responsabili della funzione di Internal Audit che ci hanno informato sugli esiti degli accertamenti compiuti presso la capogruppo, le caposettore e alcune controllate dirette e indirette e ci hanno sottoposto il programma annuale di audit basato anche sull'attività di "risk assessment" avviata nel corso del 2002. Al riguardo, Vi confermiamo che non abbiamo osservazioni da sottoporre alla Vostra attenzione;

e) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività poste in essere ai sensi dei D.Lgs 231/01 e 61/02 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati contro la Pubblica Amministrazione e sui reati societari ed abbiamo preso atto della costituzione di un Gruppo di progetto, coordinato dal responsabile della funzione di Internal Audit, per la rilevazione, la valutazione e l'adeguamento dei modelli di organizzazione, di gestione e di controllo della Società alle esigenze espresse dai Decreti legislativi citati. Tenuto conto della evoluzione legislativa e della articolata e complessa gestione aziendale, nonché delle sempre maggiori attività di controllo attese, condividiamo gli orientamenti aziendali di procedere al rafforzamento della struttura dedicata a tali attività;

f) abbiamo tenuto riunioni con gli esponenti della società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs 58/98, e non sono emersi dati e informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati;

g) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del gruppo, con terzi o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella relazione sulla gestione ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate, delle modalità di determinazione e dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;

h) in ottemperanza alla comunicazione Consob DEM/2064231 del 30 settembre 2002 concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, dichiariamo di non aver posto in essere né direttamente né per il tramite dei soggetti di cui alle lettere e) e f) della citata comunicazione Consob operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs n. 58/98.

   Un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2002 un familiare di cui alla lettera e) della citata comunicazione Consob, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una holding controllante un gruppo di società, ha posto in essere operazioni commerciali e svolto prestazioni di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo per complessivi 17,8 milioni di Euro, e che "tra le citate società e società del Gruppo Eni sono in essere rapporti commerciali da circa trenta anni, regolati sulla base delle condizioni di mercato". Gli altri componenti il Consiglio di Amministrazione e i Direttori Generali dell'Eni hanno dichiarato di non aver posto in essere alcuna operazione, né direttamente né per il tramite dei soggetti richiamati dalla comunicazione Consob, con l'Eni SpA e le altre società del Gruppo;

i) la società di revisione ha rilasciato in data 29 aprile 2003 la propria relazione dalla quale non risultano rilievi; sono riportate, come richiamo di informativa, le fusioni della Snam SpA, della Somicem SpA e dell'Agip Petroli SpA effettuate nel corso dell'esercizio dall'Eni SpA;

j) in data 12 dicembre 2002 è pervenuta una denuncia, ai sensi dell'art. 2408 c.c., da parte di un azionista che ha segnalato una doppia contabilizzazione di fatture da ricevere da parte di una società controllata dall'Eni SpA. Tale comportamento, a giudizio dell'esponente, avrebbe comportato la rappresentazione di una situazione patrimoniale difforme dal vero con implicazioni fiscali sia per la società interessata che per la controllante Eni SpA. Abbiamo esaminato tale denuncia e, anche sulla base degli approfondimenti fatti dal Collegio Sindacale della società controllata, segnaliamo quanto segue:

1. l'errore nella duplicazione dello stanziamento di costi è derivato dal mancato rispetto delle istruzioni impartite sulle modalità da seguire nella contabilizzazione delle fatture da ricevere in occasione del cambio di sistema contabile avvenuto nel corso del 2000. La duplicazione è risultata pari a circa 4 milioni di euro, importo del tutto marginale sia per la Società controllata che per l'Eni SpA;
2. la rettifica del doppio stanziamento è stata effettuata nell'agosto del 2002 e il relativo provento è stato imputato tra i proventi straordinari, come previsto dai principi contabili emanati dai Dottori Commercialisti, in quanto rettifica di errore operativo;
3. la rettifica ha aumentato l'imponibile 2002 IRPEG della società, secondo il disposto dell'art. 55 del DPR 917/86 e, per il principio della correlazione, è stato imputato alla formazione della base imponibile IRAP che, presentando la società un credito, non rende necessario il ricorso allo strumento del "ravvedimento operoso";
4. la valutazione della partecipazione da parte dell'Eni SpA, essendo basata sulla percentuale di partecipazione al patrimonio netto della controllata, è risultata inferiore nel corso del 2001 ed è stata rettificata nel corso dell'esercizio concluso concorrendo, in tal modo, alla determinazione dell'imponibile fiscale.

All'esito degli accertamenti sopra indicati non abbiamo ritenuto di dover assumere ulteriori iniziative.

k) nel corso dell'esercizio sono pervenute diverse comunicazioni da parte di un ex dipendente della società Agip do Brasil SA che riteneva di essere stato licenziato dalla società stessa per aver denunciato irregolarità avvenute all'interno della stessa. Abbiamo esaminato la relazione predisposta sull'argomento dalla funzione di Internal Audit e abbiamo preso atto che le irregolarità segnalate sono state confermate, ma che l'ex dipendente è stato licenziato, unitamente agli autori dei comportamenti illeciti, per reticenza, per aver violato l'obbligo della riservatezza e per il tentativo di utilizzare strumentalmente il Codice di Comportamento del Gruppo Eni per ottenere vantaggi personali dalla società;

l) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

m) la società di revisione PriceWaterhouseCoopers incaricata della revisione dall'Assemblea del 30 maggio 2001, nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato, della revisione limitata della relazione semestrale e delle verifiche nel corso dell'esercizio), ha ricevuto l'incarico di revisione delle tariffe applicate ai partner in Joint venture (17 mila euro), di riorganizzazione delle attività per il rilascio della comfort letter per il programma EMTN (Euro Medium Term Notes) (34 mila euro) nonché per il rilascio della comfort letter stessa (18 mila euro), per la verifica della corretta elaborazione dei conti annuali secondo i criteri dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas (21 mila euro). Complessivamente sono stati conferiti incarichi aggiuntivi per 90 mila euro;

n) sono stati assegnati incarichi di consulenza fiscale/legale su specifiche problematiche in paesi esteri e sono stati nominati rappresentanti fiscali Società dello stesso network operanti all'estero per complessivi 227 mila euro; sono stati conferiti alla PriceWaterhouseCoopers Consulting, società che sino al mese di ottobre 2002 ha fatto parte dello stesso network della Società di revisione, tre incarichi professionali di consulenza informatica rispettivamente nell'interesse della Direzione programmazione e pianificazione strategica di Gruppo per il compenso di 99 mila euro, della Direzione finanziaria per il compenso di 786 mila euro e della Divisione Gas & Power per 285 mila euro. Infine, nel corso del 2002, sono stati corrisposti 123 mila euro di compenso alla società PriceWaterhouseCoopers Corporate Finance per un contratto stipulato dall'AgipPetroli, ora Divisione R&M, in data antecedente il conferimento di incarico di revisore alla PriceWaterhouseCoopers;

o) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 2, del c. c.; non si sono verificati i presupposti per il rilascio, da parte della società di revisione, dei pareri di cui all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58;

p) l'attività di vigilanza sopra descritta è stata svolta in 15 riunioni del Collegio, assistendo alle 13 riunioni del Consiglio di Amministrazione e partecipando alle 11 riunioni dell'Audit Committee. Il Compensation Committee si è riunito complessivamente 3 volte nel corso dell'esercizio;

q) il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 18 dicembre 2002 ha approvato il Codice di comportamento di cui all'art. 2.6.3, comma 1, del Regolamento dei mercati organizzati e gestiti dalla Borsa Italiana SpA, che è entrato in vigore dal 1° gennaio 2003 e che disciplina gli obblighi informativi, con soglie di rilevanza inferiori a quelle indicate dal Regolamento, e le limitazioni inerenti le operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni SpA e dalle Società quotate controllate. Le "persone rilevanti" nei cui confronti si applicano le disposizioni del Codice di comportamento sono state individuate negli Amministratori, nei Sindaci effettivi e nel Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo dell'Eni, nonché nei responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato e nei responsabili delle funzioni da questi direttamente dipendenti.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2002 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 9 maggio 2003

Il Collegio Sindacale

Andrea Monorchio

Luigi Biscozzi

Paolo Andrea Colombo

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

stato patrimoniale

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di impianto e di ampliamento		39	29
costi di ricerca e di sviluppo		510	303
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		88	149
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		411	1.034
avviamento		147	143
differenza da consolidamento		396	1.164
immobilizzazioni in corso e acconti		128	135
altre		1.124	218
Totale		**2.843**	3.175
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		1.796	1.761
impianti e macchinario		23.996	24.065
attrezzature industriali e commerciali		481	441
altri beni		232	278
immobilizzazioni in corso e acconti		6.809	7.148
Totale		**33.314**	**33.693**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		3.012	2.779
- imprese controllate		*526*	*247*
- imprese collegate		*2.096*	*2.240*
- altre imprese		*390*	*292*
crediti:		1.915	1.405
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*392*	*310*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*216*	*8*
		608	*318*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*463*	*353*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*29*	*18*
		492	*371*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*783*	*623*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*32*	*93*
		815	*716*
- altri titoli		333	311
- azioni proprie		2.068	2.838
Totale		**7.328**	**7.333**
Totale immobilizzazioni		**43.485**	**44.201**

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.271	1.019
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		77	85
lavori in corso su ordinazione		152	184
prodotti finiti e merci		1.198	1.798
acconti		115	114
Totale		**2.813**	**3.200**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		8.679	8.817
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8.589*	*8.656*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*90*	*161*
verso imprese controllate:		310	127
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*310*	*127*
verso imprese collegate:		1.261	1.409
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.261*	*1.409*
verso altri:		5.017	7.192
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.291*	*4.682*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.726*	*2.510*
Totale		**15.267**	**17.545**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
partecipazioni in imprese controllate		3	
altri titoli		1.373	1.219
Totale		**1.376**	**1.219**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.292	1.778
danaro e valori in cassa		13	13
Totale		**1.305**	**1.791**
Totale attivo circolante		**20.761**	**23.755**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 7)		
disaggio su prestiti		21	18
ratei e altri risconti		928	969
Totale ratei e risconti		**949**	**987**
TOTALE ATTIVO		**65.195**	**68.943**

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002
PASSIVO			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.001	4.002
Riserva da soprapprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		2.068	2.838
Riserve statutarie			
Altre riserve:		6.406	4.147
- riserva per acquisto di azioni proprie		1.332	2.562
- riserva da avanzo di fusione			1.390
- riserva disponibile		3.513	757
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67		84	84
- conferimenti legge n. 41/86		33	33
- riserva di consolidamento		31	31
- conferimenti legge n. 730/83		20	20
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/83		19	19
- conferimenti legge n. 749/85		9	9
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		3	4
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		..	1
- riserva per differenze cambio		1.362	(763)
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/93		..	..
Utili portati a nuovo		8.366	12.556
Utile dell'esercizio		7.751	4.593
Totale patrimonio netto dell'Eni	(NOTA N. 8)	**29.551**	**29.095**
Capitale e riserve di terzi	(NOTA N. 9)	1.706	2.094
Totale		**31.257**	**31.189**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		86	128
per imposte		2.621	2.611
altri		5.254	5.394
Totale		**7.961**	**8.133**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**465**	**507**

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002
Debiti:	(NOTA N. 11)		
obbligazioni:		3.201	3.158
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*191*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.201*	*2.967*
debiti verso banche:		5.217	8.221
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.167*	*5.335*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.050*	*2.886*
debiti verso altri finanziatori:		1.266	1.036
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*92*	*78*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.174*	*958*
acconti:		1.039	1.462
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.035*	*1.457*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*4*	*5*
debiti verso fornitori:		5.185	5.959
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.133*	*5.879*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*52*	*80*
debiti rappresentati da titoli di credito:		3.045	3.168
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.045*	*3.166*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*2*
debiti verso imprese controllate:		219	180
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*219*	*177*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*3*
debiti verso imprese collegate:		660	510
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*660*	*510*
debiti tributari:		2.385	1.824
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.355*	*1.791*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*30*	*33*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		185	242
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*179*	*242*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*6*	
altri debiti:		2.380	2.277
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.145*	*2.017*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*235*	*260*
Totale		**24.782**	**28.037**
Ratei e risconti	(NOTA N. 12)	730	1.077
TOTALE PASSIVO		**65.195**	**68.943**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002
GARANZIE	(NOTA N. 13)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		126	117
di imprese collegate		65	55
di imprese consolidate		4.800	4.800
di altri		18	9
		5.009	**4.981**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		277	640
di imprese collegate		1.220	1.020
di imprese consolidate:		5.287	5.506
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*1.450*	*1.853*
- rischi assicurativi		*1.248*	*1.049*
- altro		*2.589*	*2.604*
di altri		220	202
		7.004	**7.368**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		78	77
di imprese consolidate		85	
		163	**77**
TOTALE GARANZIE		**12.176**	**12.426**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 14)		
Impegni:			
contratti derivati:		8.148	11.917
- su interessi		*3.510*	*5.555*
- di acquisto valuta		*2.200*	*3.713*
- di vendita valuta		*2.180*	*2.520*
- di acquisto merce		*192*	*84*
- di vendita merce		*66*	*45*
acquisto di beni		213	3.590
vendita di beni		83	184
altri		508	441
		8.952	**16.132**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		746	584
beni di terzi in custodia		159	431
		905	**1.015**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**9.857**	**17.147**

conto economico

(milioni di €)		2000	2001	2002
Valore della produzione:	(NOTA N. 15)			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		65.672	65.578	63.872
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		219	(190)	216
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(1.054)	88	1.127
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		862	983	1.080
altri ricavi e proventi:		945	972	1.133
. contributi in conto esercizio		*14*	*23*	*26*
. altri		*931*	*949*	*1.107*
Totale		**66.644**	**67.431**	**67.428**
Costi della produzione:	(NOTA N. 16)			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		26.888	25.984	25.229
per servizi		6.513	7.507	8.614
per godimento di beni di terzi		1.203	1.242	1.454
per il personale:		2.987	3.082	3.346
- salari e stipendi		*2.175*	*2.271*	*2.441*
- oneri sociali		*627*	*602*	*650*
- trattamento di fine rapporto		*117*	*114*	*121*
- trattamento di quiescenza e simili		*11*	*12*	*15*
- altri costi		*57*	*83*	*119*
ammortamenti e svalutazioni:		3.921	4.862	5.603
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*1.122*	*1.370*	*1.423*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*2.678*	*3.310*	*3.543*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*55*	*100*	*542*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*66*	*82*	*95*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(291)	21	17
accantonamenti per rischi		482	114	114
altri accantonamenti		405	334	413
oneri diversi di gestione		13.691	13.840	14.092
Totale		**55.799**	**56.986**	**58.882**
Differenza tra valore e costi della produzione		**10.845**	**10.445**	**8.546**
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 17)			
proventi da partecipazioni:		*64*	*117*	*104*
. da imprese controllate		*7*	*2*	*1*
. da imprese collegate		*9*	*3*	*11*
. da altri		*48*	*112*	*92*
altri proventi finanziari:		2.456	2.181	2.499
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*40*	*48*	*18*
. da imprese collegate		*21*	*4*	*16*
. da altri		*51*	*54*	*62*
		112	*106*	*96*

(milioni di €)		2000	2001	2002
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*7*	*5*	
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*109*	*90*	*44*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*6*	*3*	*2*
. da imprese collegate		*27*	*44*	*47*
. da controllanti				
. da altri		*2.195*	*1.933*	*2.310*
		2.228	*1.980*	*2.359*
interessi e altri oneri finanziari:		2.476	2.489	2.715
. verso imprese controllate		*26*	*4*	*7*
. verso imprese collegate		*2*	*8*	*9*
. verso altri		*2.448*	*2.477*	*2.699*
Totale		**44**	**(191)**	**(112)**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 17)			
rivalutazioni:		156	161	189
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*137*	*151*	*178*
- di altre partecipazioni		*10*	*7*	*6*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*5*		
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*4*	*3*	*5*
svalutazioni:		176	494	245
- di partecipazioni		*169*	*486*	*209*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*1*		*11*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*6*	*8*	*25*
Totale delle rettifiche		**(20)**	**(333)**	**(56)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 18)			
proventi:		232	3.646	369
. plusvalenze da alienazioni		*86*	*3.473*	*257*
. altri proventi		*146*	*173*	*112*
oneri:		744	1.809	398
. minusvalenze da alienazioni		*1*	*28*	*42*
. imposte relative a esercizi precedenti		*4*	*10*	
. altri oneri		*739*	*1.771*	*356*
Totale delle partite straordinarie		**(512)**	**1.837**	**(29)**
Risultato prima delle imposte		**10.357**	**11.758**	**8.349**
imposte sul reddito dell'esercizio	(NOTA N. 19)	4.335	3.530	3.127
Utile dell'esercizio		**6.022**	**8.228**	**5.222**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	(NOTA N. 9)	(251)	(477)	(629)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**5.771**	**7.751**	**4.593**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	(NOTA N. 20)	**1,44 euro**	**1,98 euro**	**1,20 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)		**7,22 euro**	**9,91euro**	**6,00 euro**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile dell'esercizio di Gruppo	5.771	7.751	4.593
Utile dell'esercizio di terzi	251	477	629
Ammortamenti	3.788	4.671	4.962
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	130	571	591
Variazioni fondi per rischi e oneri	344	(323)	96
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	45	23	33
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(82)	(170)	(152)
Dividendi	(44)	(40)	(32)
Interessi attivi	(535)	(493)	(322)
Interessi passivi	674	811	568
Differenze di cambio non realizzate	48	67	(65)
(Proventi) Oneri straordinari netti	512	(1.837)	29
Imposte sul reddito	4.335	3.530	3.127
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	15.237	15.038	14.057
Variazioni:			
- rimanenze	(523)	179	(209)
- crediti commerciali e diversi	(2.025)	(21)	(925)
- ratei e risconti attivi	(33)	(89)	88
- debiti commerciali e diversi	932	(420)	555
- ratei e risconti passivi	57	154	(19)
Flusso di cassa del risultato operativo	13.645	14.841	13.547
Dividendi incassati	154	129	147
Interessi incassati	491	455	164
Interessi pagati	(613)	(790)	(579)
Oneri straordinari netti pagati	(177)	(300)	(162)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.917)	(6.189)	(2.539)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**10.583**	**8.146**	**10.578**

(milioni di €)	2000	2001	2002
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(1.090)	(1.304)	(1.205)
- immobilizzazioni materiali	(4.341)	(5.273)	(6.843)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(596)	(2.662)	(1.043)
- partecipazioni	(2.887)	(420)	(272)
- titoli	(2.774)	(452)	(72)
- crediti finanziari	(900)	(758)	(2.124)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	46	(160)	193
Flusso di cassa degli investimenti	(12.542)	(11.029)	(11.366)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	14	8	77
- immobilizzazioni materiali	149	882	475
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	94	1.084	270
- partecipazioni	28	140	113
- titoli	2.970	978	205
- crediti finanziari	670	1.333	308
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	22	(35)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.947	4.390	1.448
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(8.595)**	**(6.639)**	**(9.918)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	3.184	636	2.145
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(3.254)	(1.311)	(503)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	191	141	2.094
	121	**(534)**	**3.736**
Apporti netti di capitale proprio da terzi	(5)	1.337	62
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	(20)	943	(103)
Dividendi distribuiti a terzi	(1.519)	(1.736)	(3.035)
Acquisto di azioni proprie	(574)	(1.494)	(770)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.997)**	**(1.484)**	**(110)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	2	25	57
Effetto delle differenze di cambio	39	13	(121)
Flusso di cassa netto del periodo	**32**	**61**	**486**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.212**	**1.244**	**1.305**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.244**	**1.305**	**1.791**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Investimenti finanziari:			
- partecipazioni			
- titoli	(2.648)	(291)	(4)
- crediti finanziari	(222)	(8)	(1.455)
	(2.870)	**(299)**	**(1.459)**
Disinvestimenti finanziari:			
- partecipazioni	8		
- titoli	2.951	758	205
- crediti finanziari	22	535	83
	2.981	**1.293**	**288**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**111**	**994**	**(1.171)**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)	**2000**	**2001**	**2002**
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	1.978	7.262	1.245
Attività a breve	103	504	697
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(888)	(1.054)	125
Passività a lungo e a breve	(413)	(2.307)	(844)
Effetto netto degli investimenti	**780**	**4.405**	**1.223**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(36)	(1.215)	(4)
Capitale e riserve di terzi	(135)		
Totale prezzo di acquisto	**609**	**3.190**	**1.219**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(13)	(528)	(176)
Flusso di cassa degli investimenti	**596**	**2.662**	**1.043**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	27	1.068	153
Attività a breve	57	185	53
Indebitamento finanziario netto	(14)	(184)	(16)
Passività a lungo e a breve	(40)	(562)	(85)
Effetto netto dei disinvestimenti	**30**	**507**	**105**
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	70	597	194
Interessenza di terzi		(19)	(6)
Totale prezzo di vendita	**100**	**1.085**	**293**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(6)	(1)	(23)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**94**	**1.084**	**270**

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Board. Poiché non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei "Production Sharing Agreement" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto ovvero di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato comprende inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che non vengano valutate con il criterio del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione, se la loro esclusione non determina una rappresentazione distorta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato consolidato; gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2002" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato sono riportate anche le variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio.

Le variazioni più significative riguardano:

- l'acquisizione del controllo della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA, che ha comportato l'inclusione nell'area di consolidamento di 45 imprese, di cui 6 consolidate con il metodo proporzionale;
- l'inserimento della società controllata Polimeri Europa SpA che ha comportato l'inclusione nell'area di consolidamento di 3 imprese.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

☐ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto di competenza delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono assunti nel bilancio consolidato in modo da rappresentare la realtà economica dell'accordo in joint-venture; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata a conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento; se negativa, è iscritta alla voce di patrimonio netto "Riserva di consolidamento".

☐ Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese con-

solidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (i valori non sono significativi).

☐ Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

☐ Conversione dei bilanci in moneta estera

I bilanci delle imprese estere sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). Le differenze cambio da conversione sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese controllate per la redazione del bilancio di esercizio, secondo quanto previsto nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle relazioni infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e passività in moneta estera, ai contratti di copertura del rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero; l'applicazione di questi criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle relazioni infrannuali consolidate" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

☐ Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento che si è generato nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione; il costo è rettificato quando specifiche leggi obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene, ovvero, per i beni destinati alla vendita, del valore netto di realizzo. Quando la legge dà facoltà, ma non obbligo di rivalutare, il costo è rettificato solo se la rivalutazione è uniformemente applicata nell'ambito del Gruppo. La rivalutazione dei beni prevista dalla legge 21 novembre 2000, n. 342 è stata effettuata solo da alcune imprese incluse nell'area di consolidamento ed è, quindi, stata eliminata.

Il costo di acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale è ammortizzato nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, con esclusione di quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito

nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento, dell'avviamento e della differenza da consolidamento non è oggetto di rivalutazione.

☐ Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale; le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

☐ Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili o possibili, riserve certe). Il valore di ciascuna attività è determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi delle riserve certe e delle riserve probabili e possibili sono imputati alle immobilizzazioni; i costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al punto "Sviluppo", considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate; i costi delle riserve probabili e possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle successive attività di esplorazione; in caso di esito negativo sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo (acquisizione di concessioni, perforazione di pozzi di sviluppo e relativo completamento per la produzione, nonché costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

☐ Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al costo di acquisto, rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Le azioni proprie sono valutate al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

☐ Attivo circolante

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione, determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 58% e il 57% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano rispettivamente il 18% e il 19% delle rimanenze negli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 9% e il 6% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori. Gli anticipi corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati, la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

Le partecipazioni e i titoli, compresi nell'attivo circolante, sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di mercato.

☐ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

☐ Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rap-

porto di lavoro dei dipendenti. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi. L'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Queste organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi riconosciuti alle organizzazioni dei lavoratori, che non sono significativi, sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione relativi ad alcune controllate estere non sono rilevanti.

☐ Debiti

I debiti sono iscritti al loro valore nominale. I debiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

☐ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata; sono escluse le garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono iscritte soltanto se concesse su debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto. Nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, etc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento. Gli altri impegni sono iscritti per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili ma non probabili conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato come indicato per i contratti derivati.

☐ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. In particolare, il momento dell'iscrizione dei ricavi coincide: per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto o di distribuzione di proprietà dell'Eni e la consegna all'utente; per gli idrocarburi liquidi, al momento della consegna agli impianti (salvo diverse disposizioni contrattuali). I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I ricavi delle società operanti in regime di "Production Sharing Agreement" (PSA) includono l'onere tributario assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil".

☐ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile, l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate se riferite alla stessa impresa. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - crediti", se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

☐ Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 14.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati a conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati (swap, future, opzioni, etc.) di copertura del rischio di cambio sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati a conto economico come differenza di cambio. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli" delle "Immobilizzazioni" o dell'"Attivo circolante", in relazione alla scadenza del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi (interest rate swap, future e swap) sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura.

Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno cui si riferiscono.

☐ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

I costi ambientali che aumentano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono. I costi ambientali di carattere ricorrente sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono stanziati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

☐ Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

☐ Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I costi di ricerca scientifica e tecnologica sostenuti negli esercizi 2000, 2001 e 2002 ammontano rispettivamente a 234, 203 e a 175 milioni di euro.

■ Note al bilancio

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Investimenti	Ammortamenti	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2002	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2002
Costi di impianto e di ampliamento	39	3	(12)		(1)		29	60
Costi di ricerca e di sviluppo	510	914	(1.066)		(58)	3	303	666
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	88	37	(91)	1		114	149	552
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	411	37	(118)	4	(50)	750	1.034	1.097
Avviamento	147	10	(30)	25	(25)	16	143	118
Differenza da consolidamento	396		(44)	820	(62)	54	1.164	122
Immobilizzazioni in corso e acconti	128	181		1		(175)	135	5
Altre immobilizzazioni immateriali	1.124	23	(62)	5	(93)	(779)	218	427
	2.843	**1.205**	**(1.423)**	**856**	**(289)**	**(17)**	**3.175**	**3.047**

I *costi di impianto e di ampliamento* di 29 milioni di euro riguardano i costi per operazioni societarie straordinarie, i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive e i costi di aumento del capitale sociale.

I *costi di ricerca e di sviluppo* di 303 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (301 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 865 milioni di euro (757 milioni di euro nell'esercizio 2001).

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 1.034 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (754 milioni di euro), le concessioni di sfruttamento minerario (132 milioni di euro), la concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nello Stato brasiliano di San Paolo (31 milioni di euro), nonché il know-how relativo a nuovi progetti aziendali (30 milioni di euro). Le altre variazioni di 750 milioni di euro riguardano per 802 milioni di euro la riclassifica da altre immobilizzazioni immateriali dei diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria.

L'*avviamento e la differenza da consolidamento* di complessivi1.307 milioni di euro riguardano principalmente il settore Ingegneria e Servizi (880 milioni di euro, di cui 823 milioni di euro relativi alla Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (250 milioni di euro relativi alla Lasmo), Refining & Marketing (93 milioni di euro, di cui 65 milioni di euro relativi alla Companhia Sao Paulo de Petròleo SA, successivamente Agip Distribuidora SA, ora incorporata in Agip do Brasil SA) e Gas & Power (77 milioni di euro, di cui 58 milioni di euro relativi all'Italgas SpA).

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 218 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (98 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (84 milioni di euro).

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2002	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2002
Terreni e fabbricati	1.796	63	(91)	(19)	112	(33)	(67)	1.761	1.543
Impianti e macchinario	23.996	1.822	(3.242)	(195)	592	(1.689)	2.781	24.065	35.733
Attrezzature industriali e commerciali	481	124	(120)	(1)	6	(52)	3	441	1.194
Altri beni	232	79	(90)	(1)	24	(13)	47	278	781
Immobilizzazioni in corso e acconti	6.809	4.755		(254)	30	(823)	(3.369)	7.148	449
	33.314	**6.843**	**(3.543)**	**(470)**	**764**	**(2.610)**	**(605)**	**33.693**	**39.700**

Gli investimenti di 6.843 milioni di euro (5.273 milioni di euro nell'esercizio 2001) sono riferiti principalmente ai setto-

ri Exploration & Production (4.675 milioni di euro), Gas & Power (1.185 milioni di euro) e Refining & Marketing (476 milioni di euro). Informazioni sugli investimenti effettuati sono indicate nell'andamento operativo dei principali settori di attività della relazione sulla gestione.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)			
Fabbricati	3	-	10
Impianti e macchinario:			
- gasdotti e reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario	2	-	5
- altri impianti e macchinario	4	-	25
Attrezzature industriali e commerciali	10	-	25

Le svalutazioni di 470 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production (332 milioni di euro) e il settore Petrolchimica (128 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento riguarda l'ammontare delle immobilizzazioni materiali delle imprese incluse ed escluse dall'area di consolidamento nell'esercizio. L'ammontare di 764 milioni di euro è riferito essenzialmente all'inserimento della Polimeri Europa SpA e sue controllate (540 milioni di euro) e alla Bouygues Offshore SA (183 milioni di euro).

Le altre variazioni di 605 milioni di euro riguardano principalmente cessioni di beni per 401 milioni di euro (di cui 324 relativi al settore Exploration & Production) e conferimenti e cessione di rami d'azienda per 226 milioni di euro relativi al settore Refining & Marketing per 197 milioni di euro (di cui 158 milioni di euro relativi al conferimento della raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl e 34 milioni di euro relativi alla cessione di stazioni di servizio alla Tamoil).

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali, al lordo e al netto del fondo ammortamento e svalutazione, ammontano, rispettivamente, a 1.179 e a 64 milioni di euro (1.295 e 112 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 489 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2001) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti. L'incremento di 249 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'inserimento nell'area di consolidamento della Polimeri Europa SpA (219 milioni di euro).

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di €)	**31.12.2001**	**31.12.2002**
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Exploration & Production	38.667	38.534
- Gas & Power	15.867	16.467
- Refining & Marketing	9.083	8.172
- Petrolchimica	4.458	6.438
- Ingegneria e Servizi	2.805	3.447
- Altre attività	241	335
	71.121	**73.393**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	17.939	18.672
- Gas & Power	9.269	9.276
- Refining & Marketing	5.751	5.075
- Petrolchimica	3.369	4.784
- Ingegneria e Servizi	1.338	1.689
- Altre attività	141	204
	37.807	**39.700**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	20.728	19.862
- Gas & Power	6.598	7.191
- Refining e Marketing	3.332	3.097
- Petrolchimica	1.089	1.654
- Ingegneria e Servizi	1.467	1.758
- Altre attività	100	131
	33.314	**33.693**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2002	Fondo svalutazione al 31.12.2002
Partecipazioni in imprese controllate	526	15	30	(45)	(257)	(21)	(1)	247	480
Partecipazioni in imprese collegate	2.096	231	148	(248)	8	(145)	150	2.240	602
Partecipazioni in altre imprese	390	7	6	(22)	1	(40)	(50)	292	40
	3.012	**253**	**184**	**(315)**	**(248)**	**(206)**	**99**	**2.779**	**1.122**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 253 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (97 milioni di euro), dell'Albacom SpA (44 milioni di euro) e della United Gas Derivatives Co (UGDC) (20 milioni di euro) e (ii) l'acquisizione del 46,2% della Ages Pisa SpA (49 milioni di euro).

Le rivalutazioni e le svalutazioni riguardano la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le rettifiche di valore delle partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 184 milioni di euro riguardano principalmente la Trans Austria Gasleitung GmbH (34 milioni di euro); la TSKJ - Serviços de Engenharia Lda (24 milioni di euro), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (23 milioni di euro), la Superoctanos CA (18 milioni di euro) e l'Azienda Energia e Servizi SpA (15 milioni di euro); le svalutazioni di 315 milioni di euro riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (85 milioni di euro), l'Albacom SpA (37 milioni di euro), la Distribuidora de Gas del Centro SA (34 milioni di euro), nonché il decremento per i dividendi incassati dalle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto (106 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento riguarda essenzialmente l'annullamento della partecipazione nella Polimeri Europa SpA a seguito del suo inserimento nell'area di consolidamento (257 milioni di euro).

Le altre variazioni di 99 milioni di euro riguardano essenzialmente l'acquisizione del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl a seguito del conferimento della raffineria di Priolo (100 milioni di euro) e la sottoscrizione dell'aumento del capitale della Raffineria di Milazzo ScpA a seguito dell'annullamento di un credito finanziario immobilizzato (36 milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla cessione della Qatar Petrochemical Co Ltd (29 milioni di euro) e della Blu SpA (25 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2002 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2002" che costituisce parte integrante di queste note.

Il valore netto di 2.799 milioni di euro riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2001			31.12.2002		
(milioni di €)	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione
Imprese controllate:						
- Polimeri Europa SpA	257	100,00	patrimonio netto			
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103	50,00	patrimonio netto	83	50,00	patrimonio netto
- Conserv Inc	25	100,00	costo	25	100,00	costo
- Altre (*)	141			139		
	526			**247**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	755	33,34	patrimonio netto	659	33,34	patrimonio netto
- Blue Stream Pipeline Co BV	214	50,00	patrimonio netto	178	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	151	49,00	patrimonio netto	151	49,00	patrimonio netto
- Raffineria di Milazzo ScpA	82	50,00	patrimonio netto	121	50,00	patrimonio netto
- Albacom SpA	108	35,17	patrimonio netto	115	35,00	patrimonio netto
- Erg Raffinerie Mediterranee Srl				100	28,00	Costo
- Superoctanos CA	90	49,00	patrimonio netto	93	49,00	patrimonio netto
- Azienda Energia e Servizi SpA	80	49,00	patrimonio netto	92	49,00	patrimonio netto
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH				89	50,00	patrimonio netto
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	81	20,00	patrimonio netto	66	20,00	patrimonio netto
- Supermetanol CA	76	34,51	patrimonio netto	66	35,19	patrimonio netto
- Trans Austria Gasleitung GmbH (**)	19	89,00	patrimonio netto	55	89,00	patrimonio netto
- Ages Pisa SpA				49	46,18	patrimonio netto
- Haldor Topsøe AS	48	50,00	patrimonio netto	43	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	39	49,00	patrimonio netto	39	49,00	patrimonio netto
- Siciliana Gas SpA	32	50,00	patrimonio netto	38	50,00	patrimonio netto
- Transitgas AG	33	46,00	patrimonio netto	34	46,00	patrimonio netto
- Carson Development General Partnership	45	50,00	costo	34	50,00	costo
- Distribuidora de Gas del Centro SA	68	31,35	patrimonio netto	12	31,35	patrimonio netto
- Altre (*)	175			206		
	2.096			**2.240**		
Altre imprese:						
- Nigeria Lng Ltd	129	10,40	costo	111	10,40	costo
- Ceska Rafinerska AS	42	16,33	costo	39	16,33	costo
- Interconnector (UK) Ltd	30	5,02	costo	30	5,00	costo
- Discovery Producer Services Llc	37	16,67	costo	16	16,67	costo
- Qatar Petrochemical Ltd	29	10,00	costo			
- Blu SpA	23	7,00	costo			
- Altre (*)	100			96		
	390			**292**		
	3.012			**2.779**		

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
(**) La società è a controllo congiunto.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate non hanno differenze residue significative tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile a eccezione della Galp Energia SGPS SA che include una differenza, attribuita ad avviamento, di 320 e 214 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002.

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

(milioni di €)	Imprese controllate	Imprese collegate
Attività correnti	110	1.832
Attività non correnti	329	5.366
Totale attività	**439**	**7.198**
Passività correnti	146	2.781
Passività non correnti	179	2.422
Totale passività	**325**	**5.203**
Capitale e riserve di terzi azionisti	2	199
Patrimonio netto dell'Eni	112	1.796
Totale passività e patrimonio netto	**439**	**7.198**
Indebitamento finanziario netto	**180**	**2.971**
Ricavi netti	97	6.489
Utile operativo	36	239
Utile dell'esercizio	21	88

L'indebitamento finanziario netto delle imprese controllate e collegate di 3.151 milioni di euro riguarda per 2.133 milioni di euro le società a controllo congiunto del settore Gas & Power che gestiscono le reti di trasporto gas all'estero. Per quest'ultime l'effetto sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo sarebbe limitato a 1.270 milioni di euro perché 863 milioni di euro sono già compresi nell'indebitamento finanziario netto in quanto finanziati dall'Eni (crediti finanziari strumentali all'attività operativa); inoltre, 485 milioni di euro sono garantiti dall'Eni.

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	28	30
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda		21
Agip Middle East BV	18	16
Fosfotec Srl (in liquidazione)	9	8
Bormia SpA (in liquidazione)	160	
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	131	
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	17	
Altre imprese	21	31
	384	**106**

La Bormia SpA (in liquidazione) è stata incorporata nell'EniChem SpA, la Pertusola Sud SpA (in liquidazione) e la Mineraria Campiano SpA (in liquidazione) sono state incorporate nella Singea SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata nell'EniChem SpA.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2001			31.12.2002		
(milioni di €)	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	608		608	291	27	318
Crediti verso imprese collegate	488	4	492	360	11	371
Crediti verso altri	293	522	815	313	403	716
	1.389	**526**	**1.915**	**964**	**441**	1.405

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 27 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2001). Il decremento del fondo svalutazione crediti di 191 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'incorporazione della Bormia SpA (in liquidazione) nell'EniChem SpA (203 milioni di euro).

I crediti di 1.405 milioni di euro (1.915 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 1.387 milioni di euro (1.915 milioni di euro al 31 dicembre 2001) e crediti per attività di investimento per 18 milioni di euro. I crediti strumentali all'attività operativa sono concessi, principalmente, dai settori Exploration & Production (666 milioni di euro) e Gas & Power (622 milioni di euro). Il decremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 528 milioni di euro è dovuto principalmente alle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (248 milioni di euro) e all'inserimento della Polimeri Europa SpA nell'area di consolidamento (216 milioni di euro). Il rimborso di crediti per 38 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2001) è condizionato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale.

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.087 milioni di euro (1.324 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Valore netto al 31.12.2002
Titoli emessi dallo Stato italiano	21	21
Altri titoli	312	290
	333	311

I titoli di 311 milioni di euro diminuiscono di 22 milioni di euro a seguito essenzialmente delle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (21 milioni di euro).

Titoli per 21 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (stesso importo al 31 dicembre 2001).

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.838 milioni di euro (2.068 milioni di euro al 31 dicembre 2001) e sono rappresentate da n. 206.637.561 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 154.380.826 al 31 dicembre 2001). Le azioni, iscritte al costo, sono state acquistate in esecuzione delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria del 6 giugno 2000, del 1° giugno 2001 e del 30 maggio 2002 al fine di accrescere il valore per l'azionista.

4 Rimanenze

(milioni di €)	31.12.2001 Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	31.12.2002 Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	719	147		405	1.271	460	187		372	1.019
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	57	18		2	77	64	17		4	85
Lavori in corso su ordinazione			152		152			184		184
Prodotti finiti e merci	862	332		4	1.198	1.293	418		87	1.798
Acconti			115		115	4			110	114
	1.638	**497**	**267**	**411**	**2.813**	**1.821**	**622**	**184**	**573**	**3.200**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 108 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.2002
	159	47	(60)	(38)	**108**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 595 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo in conformità alle disposizioni di legge (548 milioni di euro al 31 dicembre 2001) e rimanenze di gas naturale per 39 milioni di euro costituiscono riserve strategiche (stesso importo al 31 dicembre 2001); rimanenze di gas naturale per 571 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (401 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Il valore di iscrizione del greggio, dei prodotti petroliferi e del gas naturale è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio per 1.375 milioni di euro (781 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 594 milioni di euro è dovuto principalmente all'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio.

5 Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2001				31.12.2002			
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Crediti commerciali verso:								
- clienti	8.589	90	8.679		8.656	161	8.817	20
- imprese controllate	108		108		32		32	
- imprese collegate	452		452		241		241	
	9.149	**90**	**9.239**		**8.929**	**161**	**9.090**	**20**
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	186		186		82		82	
- imprese collegate	758		758		1.154		1.154	
- altri	74		74		1.466		1.466	
	1.018		**1.018**		**2.702**		**2.702**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	16		16		13		13	
- imprese collegate	51		51		14		14	
- altri	3.217	950	4.167	2	3.216	1.053	4.269	5
	3.284	**950**	**4.234**	**2**	**3.243**	**1.053**	**4.296**	**5**
Imposte sul reddito anticipate nette		**776**	**776**			**1.457**	**1.457**	
	13.451	**1.816**	**15.267**	**2**	**14.874**	**2.671**	**17.545**	**25**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 848 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Accantonamenti	Utilizzazioni	Variazione area di consolidamento	Altre variazioni	Valore al 31.12.2002
	1.059	102	(106)	39	(246)	**848**

Le altre variazioni di 246 milioni di euro si riferiscono principalmente all'incorporazione della Pertusola Sud SpA (in liquidazione) e della Mineraria Campiano SpA (in liquidazione) nella Singea SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata nell'EniChem SpA (177 milioni di euro).

I *crediti commerciali* di 9.090 milioni di euro diminuiscono di 149 milioni di euro. Il decremento è riferito per 228 milioni di euro alle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera.

I *crediti finanziari* di 2.702 milioni di euro riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 1.454 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2001), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 11 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2001), nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 1.237 milioni di euro (944 milioni di euro al 31 dicembre 2001). Crediti finanziari per 1.463 milioni di euro sono esigibili entro 90 giorni (74 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

L'incremento dei crediti finanziari verso banche e altre società finanziarie di 1.397 milioni di euro è dovuto essenzialmente al deposito vincolato che Enifin ha effettuato a fronte dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas (1.447 milioni di euro).

L'incremento dei crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa di 293 milioni di euro è dovuto principalmente al finanziamento concesso all'impresa collegata EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per l'acquisto della società tedesca Gasversorgung Suddeutschland GmbH (264 milioni di euro).

I *crediti diversi* verso altri riguardano:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	1.435	973
. per crediti Iva	212	383
. per interessi su crediti di imposta	276	317
. per altri rapporti	50	113
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	602	758
- amministrazioni finanziarie estere	176	314
- compagnie di assicurazione	296	276
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	160	202
Acconti per servizi	95	174
Altri crediti	865	759
	4.167	**4.269**

I crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana non comprendono i crediti di imposta riferiti all'esercizio 1988 e i relativi interessi per i quali le imprese dell'Eni hanno presentato ricorso (sostanzialmente Eni SpA per 104 milioni di euro e 107 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002) perché svalutati in attesa dell'esito del contenzioso. Il decremento dei crediti d'imposta sul reddito di 462 milioni di euro deriva essenzialmente dagli utilizzi effettuati a fronte delle imposte dovute.

A partire dal 1° gennaio 1997 la remunerazione dei crediti di imposta è del 2,5% per semestre intero.

Circa il 9,8% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta estera (10,9% al 31 dicembre 2001).

Al 31 dicembre 2001 e 2002 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

L'analisi delle imposte sul reddito anticipate nette è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

6 Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Valore netto al 31.12.2002
Partecipazioni	3	
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	1.035	907
- altri titoli	338	312
	1.373	**1.219**
	1.376	**1.219**

Gli *altri titoli* di 1.219 milioni di euro diminuiscono di 154 milioni di euro per effetto principalmente dei disinvestimenti effettuati dall'Eni SpA (135 milioni di euro). L'analisi per scadenza degli altri titoli al 31 dicembre 2002 è la seguente:

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Valore netto al 31.12.2002
entro novanta giorni	11	11
entro l'esercizio successivo	208	141
entro cinque anni	965	882
oltre cinque anni	189	185
	1.373	**1.219**

Titoli per complessivi 489 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA (436 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

7 Ratei e risconti - attivi

(milioni di €)	Valori al 31.12.2001	Valori al 31.12.2002
Differenziali su contratti derivati	217	345
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	391	297
Interessi attivi	36	25
Disaggio su prestiti	21	18
Altri ratei e risconti attivi	284	302
	949	**987**

I *differenziali su contratti derivati* di 345 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 293 milioni di euro e altre attività e passività per 52 milioni di euro (rispettivamente 97 e 120 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Gli *interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi* di 297 milioni di euro (di cui 30 milioni di euro a breve termine) riguardano gli oneri per interessi non ancora maturati sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 811 milioni di euro (1.021 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I ratei e risconti attivi a breve e a lungo termine ammontano a 603 e 384 milioni di euro (rispettivamente 481 e 468 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

8 Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di €)		31.12.2001		31.12.2002
Capitale sociale		4.001		4.002
Riserva legale		959		959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		2.068		2.838
Altre riserve:		6.406		4.147
- riserva per acquisto di azioni proprie	1.332		2.562	
- riserva da avanzo di fusione			1.390	
- riserva disponibile	3.513		757	
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84		84	
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	62		62	
- riserva di consolidamento	31		31	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19		19	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	3		4	
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	..		1	
- riserva per differenze cambio	1.362		(763)	
Utili portati a nuovo		8.366		12.556
Utile dell'esercizio		7.751		4.593
		29.551		**29.095**

Capitale sociale

Il 1° giugno 2001 l'Assemblea straordinaria degli azionisti ha deliberato, con decorrenza dal 18 giugno 2001, la ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro ciascuna con annullamento di una delle azioni.

Al 31 dicembre 2002 il *capitale sociale* dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.001.814.026 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, di cui: n. 2.581.444.850 azioni, pari al 64,51%, di proprietà di azionisti terzi[1], n. 1.213.731.615 azioni, pari al 30,33%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato e n. 206.637.561 azioni, pari al 5,16%, di proprietà dell'Eni SpA (n. 4.001.259.476 azioni ordinarie al 31 dicembre 2001; di cui: n. 2.633.147.035 azioni, pari al 65,81%, di proprietà di azionisti terzi, n. 1.213.731.615 azioni, pari al 30,33%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato e n. 154.380.826 azioni, pari al 3,86%, di proprietà dell'Eni SpA). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 554.550 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro.

Riserva legale

La *riserva legale* dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La *riserva per azioni proprie in portafoglio* rappresenta il valore delle azioni proprie iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie. La riserva, costituita utilizzando la riserva per acquisto di azioni proprie, è mantenuta finché le azioni non saranno cedute o annullate, previa delibera, rispettivamente, dell'Assemblea ordinaria e straordinaria.

Altre riserve

La *riserva per acquisto di azioni proprie* riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 6 giugno 2000, del 1° giugno 2001 e del 30 maggio 2002. La riserva è riclassificata alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" in relazione al costo delle azioni proprie acquistate.

La *riserva da avanzo di fusione* riguarda l'avanzo da fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta delle società incorporate dall'Eni SpA.

La *riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

La *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986* riguarda i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

La *riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile* accoglie le attribuzioni degli utili di esercizio destinati all'aumento del capitale sociale a fronte delle emissioni di azioni da assegnare gratuitamente nell'ambito dei piani di incentivazione dei dirigenti. Al 31 dicembre 2002 il numero delle azioni da assegnare gratuitamente è pari a 3.559.850 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 3.079.500 al 31 dicembre 2001).

La *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993* riguarda la quota dell'utile dell'esercizio attribuito alla riserva in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione ai quali partecipano i dipendenti del Gruppo.

La *riserva per differenze cambio* riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2002 dell'Eni comprende riserve distribuibili per circa 21.900 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere di imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (94 milioni di euro).

(1) Al 31 dicembre 2001 e 2002, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero dell'economia e delle finanze, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva da avanzo di fusioni	Riserva disponibile	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva per differenze cambio	Riserva adeguamento patrimonio netto L. n. 292/1993	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**	**278**				**1.265**	**103**	**65**	**6**	**..**		**674**	**3.826**	**8**	**5.183**	**2.857**	**18.398**
Attribuzione del dividendo (350 lire per azione pari a 0,181 euro)																(1.446)	(1.446)
Destinazione utile residuo 1999		112				590				2					707	(1.411)	
Aumento del capitale sociale										..							
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del tesoro								4						(4)			
Adeguamento della riserva legale al *quinto del capitale sociale*		437											(437)				
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				3.400				(11)					(3.389)				
Acquisto azioni proprie			574	(574)													
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta estera												237					237
Altre variazioni															15		15
Utile dell'esercizio																5.771	5.771
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**827**	**574**	**2.826**		**1.855**	**103**	**58**	**6**	**2**		**911**		**4**	**5.905**	**5.771**	**22.975**
Attribuzione del dividendo (410 lire per azione pari a 0,212 euro)																(1.664)	(1.664)
Destinazione utile residuo 2000						1.658				1					2.448	(4.107)	
Acquisto azioni proprie			1.494	(1.494)													
Ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro	(132)	132															
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto									25								25
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero dell'economia e delle finanze								4						(4)			
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta estera												451					451
Altre variazioni															13		13
Utile dell'esercizio																7.751	7.751
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**959**	**2.068**	**1.332**		**3.513**	**103**	**62**	**31**	**3**		**1.362**			**8.366**	**7.751**	**29.551**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)						(757)										(2.119)	(2.876)
Destinazione utile residuo 2001						3									5.629	(5.632)	
Incremento riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.						(2)				2							
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				2.000		(2.000)											
Riserva da avanzo di fusioni					1.390						1				(1.391)		
Acquisto azioni proprie			770	(770)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1									(1)							
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta estera												(2.125)					(2.125)
Altre variazioni															(48)		(48)
Utile dell'esercizio																4.593	4.593
Saldi al 31 dicembre 2002	**4.002**	**959**	**2.838**	**2.562**	**1.390**	**757**	**103**	**62**	**31**	**4**	**1**	**(763)**			**12.556**	**4.593**	**29.095**

Le altre variazioni di 48 milioni di euro comprendono lo storno di plusvalenze infragruppo realizzate tra imprese con diverso equity ratio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta estera di 2.125 milioni di euro si riferiscono per circa 1.700 milioni di euro alle imprese con bilanci in dollari USA.

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 2000-2001-2002

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di €)	2000	2001	2002	31.12.2000	31.12.2001	31.12.2002
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**3.426**	**2.250**	**3.880**	**14.785**	**15.375**	**26.498**
Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato				4		
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	390	2.990	1.049	15.712	18.741	7.118
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- maggiore prezzo di acquisto rispetto al patrimonio netto sottostante a valori correnti	(22)	(49)	(83)	203	459	1.131
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	1.846	420	1.261	(4.378)	(1.945)	(1.218)
- eliminazione di utili infragruppo	(72)	(130)	(1.024)	(437)	(1.493)	(2.777)
- imposte sul reddito differite e anticipate	313	258	120	(1.241)	(127)	120
- altre rettifiche	141	2.489	19	(1)	247	317
	6.022	**8.228**	**5.222**	**24.647**	**31.257**	**31.189**
Interessi di terzi	(251)	(477)	(629)	(1.672)	(1.706)	(2.094)
Come da bilancio consolidato	**5.771**	**7.751**	**4.593**	**22.975**	**29.551**	**29.095**

Le altre rettifiche relative al risultato di esercizio 2001 riguardano per 2.352 milioni di euro la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA.

9 Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di €)	2000	2001	2002	31.12.2000	31.12.2001	31.12.2002
Società Italiana per il Gas pA	175	130	124	781	807	816
Saipem SpA	42	98	115	575	658	705
Snam Rete Gas SpA		232	385		(19)	290
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	10	10	13	69	75	83
Distribuidora de Gas Cuyana SA	10	8		115	71	29
Altri	14	(1)	(8)	132	114	171
	251	**477**	**629**	**1.672**	**1.706**	**2.094**

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2001					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	76	13	(6)	3	86
Fondo imposte:	1.353	772	(1.230)	1.726	2.621
- imposte sul reddito differite	982	737	(1.083)	1.731	2.367
- altre imposte	371	35	(147)	(5)	254
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.698	125	(74)	214	1.963
- fondo rischi ambientali	542	212	(158)	208	804
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	604	103	(182)	10	535
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	631	(24)	140	873
- fondo rischi per contenziosi	344	41	(233)	61	213
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	566	51	(34)	(199)	384
- altri fondi (*)	393	193	(146)	42	482
	4.273	1.356	(851)	476	5.254
	5.702	2.141	(2.087)	2.205	7.961
31.12.2002					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	86	15	(9)	36	128
Fondo imposte:	2.621	326	(304)	(32)	2.611
- imposte sul reddito differite	2.367	318	(301)	2	2.386
- altre imposte	254	8	(3)	(34)	225
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.963	184	(86)	(81)	1.980
- fondo rischi ambientali	804	101	(171)	824	1.558
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	535	63		(5)	593
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	873	10		(529)	354
- fondo rischi per contenziosi	213	29	(36)	5	211
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	384	11	(75)	(214)	106
- altri fondi (*)	482	329	(214)	(5)	592
	5.254	727	(582)	(5)	5.394
	7.961	1.068	(895)	(1)	8.133

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 2.386 milioni di euro (2.367 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguarda le passività per imposte differite, al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Di seguito sono indicate le passività nette per imposte differite, determinate detraendo dall'ammontare del fondo imposte differite le imposte sul reddito anticipate non compensabili rilevate alla voce "Attivo circolante - crediti" dell'attivo patrimoniale.

Passività nette per imposte differite

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Imposte sul reddito differite	4.064	4.224
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.697)	(1.838)
	2.367	**2.386**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(776)	(1.457)
	1.591	**929**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	2.954	3.133
- maggior costo su acquisti di partecipazioni consolidate	591	457
- svalutazioni eccedenti di crediti	127	134
- fondo per rischi e oneri eccedenti	88	104
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	105	94
- plusvalenze a tassazione differita	76	92
- altre	123	210
	4.064	**4.224**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.919)	(1.909)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.132)	(1.539)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.136)	(939)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(892)	(843)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(236)	(565)
- ammortamenti non deducibili	(355)	(387)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(269)	(337)
- altre	(347)	(457)
	(6.286)	**(6.976)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.813	3.681
	(2.473)	**(3.295)**
Passività nette per imposte differite	**1.591**	**929**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.813 e 3.681 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo generalmente compreso fra 5 e 15 esercizi, una parte rilevante non prevede alcuna scadenza. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 34% per le imprese italiane e ad una aliquota media del 36% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 4.395 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di €)	Imprese italiane	Imprese estere
2003	282	8
2004	630	27
2005	45	30
2006	565	73
2007	1.022	29
oltre 2007		557
illimitatamente		1.127
	2.544	**1.851**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 1.054 milioni di euro e sono riferite principalmente alle imprese estere (876 milioni di euro); le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 383 milioni di euro.

Il *fondo per altre imposte* di 225 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1996, salvo alcuni esercizi precedenti non ancora definiti a seguito di contenziosi in corso. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1996 e il 2001.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.980 milioni di euro accoglie principalmente i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (1.917 milioni di euro). Le altre variazioni di 81 milioni di euro riguardano principalmente le differenze passive di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (92 milioni di euro).

Il *fondo rischi ambientali* di 1.558 milioni di euro accoglie gli oneri previsti per gli interventi ambientali principalmente nei settori Petrolchimica (1.270 milioni di euro) e Refining & Marketing (241 milioni di euro). Gli accantonamenti di 101 milioni di euro si riferiscono ai settori Petrolchimica (68 milioni di euro), Refining & Marketing (18 milioni di euro) e Gas & Power (15 milioni di euro). Le altre variazioni di 824 milioni di euro riguardano principalmente la riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazione effettuata dall'EniChem SpA (450 milioni di euro) e l'incorporazione della Bormia SpA (in liquidazione) nell'EniChem SpA (363 milioni di euro).

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 354 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Petrolchimica (323 milioni di euro). Le altre variazioni di 529 milioni di euro si riferiscono principalmente alla riclassifica al fondo rischi ambientali effettuata dall'EniChem SpA (450 milioni di euro).

Il *fondo copertura perdite* di imprese partecipate di 106 milioni di euro diminuisce di 278 milioni di euro essenzialmente a seguito dell'incorporazione della Bormia SpA (in liquidazione) nell'EniChem SpA (160 milioni di euro) e della Pertusola Sud SpA (in liquidazione) e della Mineraria Campiano SpA (in liquidazione) nella Singea SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata nell'EniChem SpA (148 milioni di euro).

11 Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2001 Esigibili entro l'esercizio successivo	31.12.2001 Esigibili oltre l'esercizio successivo	31.12.2001 Totale	31.12.2001 di cui scadenti oltre 5 anni	31.12.2002 Esigibili entro l'esercizio successivo	31.12.2002 Esigibili oltre l'esercizio successivo	31.12.2002 Totale	31.12.2002 di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine:								
- banche	1.972		1.972		4.583		4.583	
- altri finanziatori	25		25		16		16	
- rappresentati da titoli di credito	3.032		3.032		3.128		3.128	
- imprese controllate	52		52		68		68	
- imprese collegate	150		150		95		95	
	5.231		**5.231**		**7.890**		**7.890**	
A lungo termine:								
- obbligazioni		3.201	3.201	1.652	191	2.967	3.158	1.431
- banche	1.195	2.050	3.245	71	752	2.886	3.638	264
- altri finanziatori	67	1.174	1.241	901	62	958	1.020	677
	1.262	**6.425**	**7.687**	**2.624**	**1.005**	**6.811**	**7.816**	**2.372**
	6.493	**6.425**	**12.918**	**2.624**	**8.895**	**6.811**	**15.706**	**2.372**
Acconti								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	645	4	649		625	5	630	
- per altri rapporti	284		284		805		805	1
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione					1		1	
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	106		106		26		26	
	1.035	**4**	**1.039**		**1.457**	**5**	**1.462**	**1**
Debiti commerciali								
- rappresentati da titoli di credito	13		13		38	2	40	
- fornitori	4.630	48	4.678		5.231	80	5.311	
- imprese controllate	56		56		5		5	
- imprese collegate	275		275		263		263	
	4.974	**48**	**5.022**		**5.537**	**82**	**5.619**	
Debiti tributari								
- accise e imposte di consumo	693		693		406		406	
- imposte sul reddito	912	26	938		810	1	811	
- altre imposte e tasse	750	4	754		575	32	607	2
	2.355	**30**	**2.385**		**1.791**	**33**	**1.824**	**2**
Debiti diversi								
- fornitori	503	4	507		648		648	
- imprese controllate	111		111		104	3	107	
- imprese collegate	235		235		152		152	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	179	6	185		242		242	
- altri	2.145	235	2.380	141	2.017	260	2.277	139
	3.173	**245**	**3.418**	**141**	**3.163**	**263**	**3.426**	**139**
	18.030	**6.752**	**24.782**	**2.765**	**20.843**	**7.194**	**28.037**	**2.514**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Euro	1.314	4.155
Dollaro USA	2.197	1.674
Lira sterlina	1.271	1.674
Franco svizzero	170	117
Corona norvegese	30	101
Altre valute	249	169
	5.231	**7.890**

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 4,45% e del 3,82%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2001 e 2002.

I debiti finanziari a breve termine di 7.890 milioni di euro aumentano di 2.659 milioni di euro. Ha contribuito all'incremento l'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA che ha comportato un deposito vincolato di 1.447 milioni di euro nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (694 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2002 l'Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate presso banche nazionali ed estere rispettivamente per 1.207 e 7.272 milioni di euro (rispettivamente 1.632 e 6.625 milioni di euro al 31 dicembre 2001). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2001 e 2002, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	Scadenza	2001	2002	Scad. 2003	2004	2005	2006	2007	Oltre	Totale
Verso banche:										
-mutui ordinari	**2002-2017**	2.800	3.028	682	717	733	378	262	256	**2.346**
-mutui a tasso agevolato	**2002-2008**	296	251	30	82	83	42	6	8	**221**
-mutui a tasso di cambio agevolato	**2002-2006**	14	40	35	2	1	2			**5**
-credito all'esportazione assicurato	**2002-2006**	14	8	3	3	1	1			**5**
-*altri*	**2002-2006**	121	311	2	306	1	2			**309**
		3.245	**3.638**	**752**	**1.110**	**819**	**425**	**268**	**264**	**2.886**
Obbligazioni:										
-ordinarie	**2003-2027**	3.201	3.158	191	199	506	437	394	1.431	**2.967**
Altri finanziatori	**2002-2019**	1.241	1.020	62	114	68	50	49	677	**958**
		7.687	**7.816**	**1.005**	**1.423**	**1.393**	**912**	**711**	**2.372**	**6.811**

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Eni. Al 31 dicembre 2001 e 2002 i debiti finanziari a breve e a lungo termine soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 563 e a 992 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I *mutui a tasso di cambio agevolato* di 40 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, quali la Banca Europea per gli Investimenti, come incentivo allo sviluppo economico per i quali lo Stato italiano assume parzialmente gli utili e le perdite di cambio.

Le *obbligazioni* di 3.158 milioni di euro riguardano principalmente i titoli emessi nell'ambito del programma di Medium Term Notes per complessivi 1.561 milioni di euro (500 milioni di euro al tasso fisso del 6,125%, con scadenza nel 2010, e 1.061 milioni di euro a tassi fissi e variabili con scadenze entro il 2010), sette prestiti obbligazionari emessi dalla Lasmo per complessivi 1.442 milioni di euro con tassi fissi compresi tra il 6,7% e il 10,375% e con scadenze comprese tra il 2003 e il 2027, nonché il prestito Enifin SpA 1997-2005 a tasso variabile di 129 milioni di euro. Il prestito obbligazionario Eni SpA 1993-2003 a tasso variabile di 516 milioni di euro è stato rimborsato in via anticipata il 1° dicembre 2002.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	31.12.2001 (milioni di €)	Tasso medio	31.12.2002 (milioni di €)	Tasso medio
Euro	3.417	5,7	4.408	4,6
Dollaro USA	3.880	4,9	2.900	6,8
Lira sterlina	280	9,2	257	10,7
Yen giapponese	104	0,65	93	1,3
Altre valute	6	7,8	158	2,3
	7.687		**7.816**	

Al 31 dicembre 2002 l'Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate presso banche nazionali ed estere per 364 milioni di euro scadenti nel 2003 (510 milioni di euro al 31 dicembre 2001, di cui 406 scadenti nel 2002). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I *debiti commerciali* di 5.619 milioni di euro aumentano di 597 milioni di euro. Ha contribuito all'aumento l'inclusione nell'area di consolidamento della Bouygues Offshore SA (347 milioni di euro) e della Polimeri Europa e sue controllate (77 milioni di euro), nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci moneta estera (203 milioni di euro).

I *debiti tributari* di 1.824 milioni di euro diminuiscono di 561 milioni di euro principalmente a seguito del nuovo regime di pagamento delle accise che ha anticipato a fine dicembre il pagamento delle accise sui prodotti finiti immessi al consumo nella seconda quindicina di dicembre (404 milioni di euro).

Debiti per 115 e 409 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

12 Ratei e risconti - passivi

(milioni di €)	Valori al 31.12.2001	Valori al 31.12.2002
Differenziali su contratti derivati	124	325
Ricavi e proventi anticipati	317	284
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	110	97
Canoni di affitto	51	47
Premi delle compagnie di assicurazioni	15	35
Altri ratei e risconti passivi	113	289
	730	**1.077**

I *differenziali su contratti derivati* di 325 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 290 milioni di euro e altre attività e passività per 35 milioni di euro (rispettivamente 68 e 56 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 11 milioni di euro (di cui 5 milioni di euro a breve termine) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso della Lasmo (rispettivamente 21 e 8 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I ratei e risconti passivi a breve e a lungo termine ammontano a 779 e a 298 milioni di euro (rispettivamente 459 e 271 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

13 Garanzie

	31.12.2001				31.12.2002			
(milioni di €)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	126	277		403	117	640		757
Imprese collegate	65	1.220	78	1.363	55	1.020	77	1.152
Imprese consolidate	4.800	5.287	85	10.172	4.800	5.506		10.306
Altri	18	220		238	9	202		211
	5.009	**7.004**	**163**	**12.176**	**4.981**	**7.368**	**77**	**12.426**

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 1.832 milioni di euro (1.688 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.028 milioni di euro (1.495 milioni di euro al 31 dicembre 2001), di cui 826 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (983 milioni di euro al 31 dicembre 2001). Il decremento di 467 milioni di euro riguarda essenzialmente l'eliminazione di garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate entrate nell'area di consolidamento nell'esercizio o riclassificate a imprese consolidate (306 milioni di euro) e le differenze di cambio da conversione sul contratto autonomo rilasciato per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (157 milioni di euro); (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi nell'esercizio a fronte della costruzione di impianti di trattamento di idrocarburi in Libia per 412 milioni di euro; (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 324 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 256 milioni di euro riguarda principalmente il contratto autonomo rilasciato a terzi a fronte della costruzione di un oleodotto in Azerbaigian (206 milioni di euro). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2002 a fronte delle suddette garanzie è di 1.661 milioni di euro (998 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.306 milioni di euro (10.087 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.800 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2001) rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.853 milioni di euro (1.450 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 403 milioni di euro riguarda principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Bouygues Offshore SA per 360 milioni di euro; rischi assicurativi per 1.049 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (1.248 milioni di euro al 31 dicembre 2001; il decremento di 199 milioni di euro si riferisce essenzialmente alle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera di 181 milioni di euro); adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 1.139 milioni di euro (1.375 milioni di euro al 31 dicembre 2001); rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.062 milioni di euro (764 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 8.795 milioni di euro (8.613 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Le *garanzie reali* di 77 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2001) sono relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo è di 77 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

14 Altri conti d'ordine

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Impegni:		
- contratti derivati	8.148	11.917
- acquisto di beni	213	3.590
- vendita di beni	83	184
- altri	508	441
Rischi	905	1.015
	9.857	**17.147**

Gli *impegni per contratti derivati* di 11.917 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2001 e 2002 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono perciò compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni; inoltre, i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati sia per l'ammontare acquistato che per quello venduto espressi al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. In relazione a ciò i valori indicati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni* di 3.774 milioni di euro (296 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano partecipazioni per 3.596 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2001) e titoli per 178 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento degli impegni di acquisto e di vendita di partecipazioni di 3.450 milioni di euro si riferisce principalmente: (i) all'Offerta Pubblica d'Acquisto sulle azioni Italgas e sulla successiva operazione di squeeze out (2.550 milioni di euro); (ii) all'impegno verso la società spagnola Unión Fenosa SA per l'acquisizione del 50% di Unión Fenosa Gas SA attraverso l'aumento del capitale sociale (440 milioni di euro); (iii) all'impegno di acquisto del 100% della società petrolifera norvegese Fortum Petroleum AS (400 milioni di euro); (iv) gli impegni per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro). Gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 178 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2001) all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori.

Gli *altri impegni* di 441 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma dell'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri per le attività produttive delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 223 milioni di euro (272 milioni di euro al 31 dicembre 2001); (ii) gli impegni, anche per conto del partner Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 206 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I *rischi* di 1.015 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) rischi di custodia di beni di terzi di 431 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 272 milioni di euro riguarda principalmente le maggiori quantità di gas stoccati da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (262 milioni di euro); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali di 393 milioni di euro (508 milioni di euro al 31 dicembre 2001). La diminuzione di 115 milioni di euro riguarda gli impegni assolti, in particolare l'impegno della Singea SpA (in liquidazione) (ora EniChem SpA) a fronte della cessione del polo integrato Porto Vesme e San Gavino (96 milioni di euro); (iii) rischi per danni di natura ambientale di 137 milioni di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2001); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 44 milioni di euro (48 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è accentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio di cambio e di tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, etc.). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Interest rate swap (IRS)	3.208	5.206
Forward rate agreement (FRA)	168	220
Interest rate collar	134	129
	3.510	**5.555**

Gli *interest rate swap (IRS)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati. L'incremento degli Interest Rate Swap di 1.998 milioni di euro è dovuto principalmente alle operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari concessi a Snam Rete Gas SpA e a copertura di debiti e crediti finanziari di Eni Coordination Center SA.

La tabella che segue riporta i tipi di interest rate swap in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

	31.12.2001	31.12.2002
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.202	1.201
- tasso medio ponderato acquistato	6,99%	6,42%
- tasso medio ponderato venduto	3,50%	2,77%
- scadenza media ponderata (anni)	3,93	3,74
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	813	1.802
- tasso medio ponderato acquistato	4,17%	3,32%
- tasso medio ponderato venduto	4,21%	3,95%
- scadenza media ponderata (anni)	4,13	4,49
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.193	2.203
- tasso medio ponderato venduto	4,84%	4,73%
- tasso medio ponderato acquistato	3,31%	2,43%
- scadenza media ponderata (anni)	2,97	6,15

I *forward rate agreement (FRA)* sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve termine. Essi sono regolati in contanti a una data prestabilita in base al differenziale tra i tassi di interesse concordati applicati a un importo nominale. I contratti in essere alla fine dell'esercizio sono relativi a vendite di tasso fisso per 220 milioni di euro (5 milioni di euro di acquisto di tasso fisso e 163 milioni di euro di vendita di tasso fisso al 31 dicembre 2001); questi contratti hanno scadenza inferiore all'anno e i relativi utili e perdite stimati al 31 dicembre 2002 non sono significativi.

Gli *interest rate collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'interest rate collar è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi. I contratti in essere al 31 dicembre 2002 hanno scadenze non superiori a cinque anni.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Contratti su cambi a termine	5.172	7.611
Opzioni	538	348
	5.710	**7.959**

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta estera. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato per l'ammontare acquistato e per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore a un anno. L'incremento dei contratti su cambi a termine di 2.439 milioni di euro è dovuto principalmente a operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari a breve termine rappresentati da titoli di credito emessi da Eni Coordination Center SA in lire sterline e convertiti in dollari USA.

L'Eni utilizza inoltre le *opzioni* su valute per la copertura di transazioni in valuta estera. Le opzioni su valute trattate in mercati over-the-counter, dietro corresponsione di un premio, attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito, in media due anni.

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2001		Valore nominale al 31.12.2002	
Valuta	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.429	2.480	1.290	3.515
Lira sterlina	776	177	2.225	92
Franco svizzero	4	434	32	392
Yen	124	27	183	50
Corona norvegese	39	95	68	37
Euro	73	2	43	12
Altre valute	4	46	9	11
	2.449	**3.261**	**3.850**	**4.109**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dal settore Refining & Marketing e riguardano future su greggi e prodotti petroliferi nonché swap stipulati in mercati over-the-counter. Tali contratti sono stipulati per gestire le variazioni dei prezzi delle commodities petrolifere al fine di correlare, per quanto possibile, i costi ai ricavi conseguibili sul mercato. I future comportano un modesto rischio di credito perché trattati in mercati regolamentati. Gli swap non richiedono la corresponsione di margini e sono soggetti alla solvibilità delle controparti, di norma importanti istituzioni finanziarie. Al 31 dicembre 2001 e 2002 risultavano aperti contratti derivati su merci di importo complessivamente non significativo.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività.

Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata da EniChem SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di una parte dei pagamenti effettuati a favore di quest'ultima, pari a 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza della intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno a loro volta agito contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Nel gennaio 2000 è stata depositata la consulenza tecnica chiesta da Agrifactoring da cui risulta che il credito di Agrifactoring verso Federconsorzi, sulla base della cui consistenza Agrifactoring ha avanzato la pretesa di 182 milioni di euro, ammonta a circa 40 milioni di euro. La causa contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, si trova in fase di decisione.

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA. In data 6 marzo 2003 è stato stipulato con la Edison, che ha incorporato la Montedison, l'accordo transattivo che conclude il contenzioso affidato al Collegio Arbitrale. Notizie sulla transazione sono fornite nel capitolo "Altre informazioni - Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Accertamenti fiscali

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Queste contestazioni sono tutte state giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso le prime tre, relative agli anni 1989, 1990 e 1991, sono stati respinti dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con sentenze divenute definitive a seguito dell'acquiescenza dell'Amministrazione finanziaria. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la quarta sentenza, relativa all'anno 1992, attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Tributaria Regionale di Milano. Nel dicembre 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994, con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto il ricorso dell'Eni SpA anche avverso tale contestazione con sentenza del 3 maggio 2001 relativamente alla quale in data 26 giugno 2002 l'Amministrazione finanziaria ha proposto appello alla Commissione Tributaria Regionale.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del

campo di applicazione dell'addizionale. A questo proposito è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta in oggetto. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e revocare il decreto dirigenziale, ha adottato le necessarie azioni che si sono concretizzate con una sentenza del Consiglio di Stato, notificata il 18 marzo 2002, con la quale ha dichiarato che non sussiste nella fattispecie la giurisdizione del giudice amministrativo. Pertanto, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per richiedere l'accisa, la Snam impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che non è più dovuta dal 1° gennaio 2002 l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data.

Ambiente

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha intrapreso un'azione contro l'EniChem SpA e altri soggetti per recuperare un importo tra 135 e 870 milioni di euro per i danni relativi allo scarico di effluenti dall'impianto di Mantova posseduto da una società già controllata dalla Montedison SpA conferita all'Enimont SpA nell'ambito della sua costituzione. Nel settembre 1999, in occasione della precisazione delle conclusioni, l'Avvocatura di Stato ha chiesto al Tribunale di Brescia la condanna in solido di tutti i soggetti al risarcimento che risulterà in corso di causa e comunque non inferiore a 135 milioni di euro.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia sono state imputate 28 persone, di cui 12 tra attuali o precedenti amministratori e dirigenti dell'Eni[2], in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Si tratta di situazioni di danno che hanno avuto origine in epoche lontane in cui gli impianti erano gestiti da società non controllate dall'Eni. In data 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha pronunciato sentenza di assoluzione con formula piena per tutti gli imputati. Il 30 maggio 2002 è stata depositata la motivazione della sentenza; la Procura della Repubblica ha proposto appello; non è stata ancora fissata la data del dibattimento.

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine nei confronti dell'allora direttore della raffineria, al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo, nonché delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria. Nel novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile di Italia Nostra e dell'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni nei confronti degli imputati e dell'AgipPetroli SpA (ora incorporata in Eni SpA), quale responsabile civile, di complessivi 15.050 milioni di euro. La proroga delle indagini preliminari, chiesta tardivamente dal Pubblico Ministero, è stata negata dal Giudice per le Indagini Preliminari; rimangono acquisiti agli atti solo le indagini già effettuate.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile. Fra gli indagati ci sono 20 ex dipendenti o ex amministratori di società dell'EniChem SpA che nel periodo dal 1983 al 1993 hanno gestito questi impianti. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Sulla richiesta di archiviazione non si è ancora pronunciato il Giudice per le Indagini Preliminari.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine nei confronti di AgipPetroli SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) in relazione alle emissioni provocate dai diversi impianti della raffineria, non consentite dalla legge (art. 674 del codice penale), che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di alcuni cittadini di Gela, nonché per non avere indicato tali emissioni in violazione al D.P.R. n. 203/1988. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione diretta a giudizio di ex direttori della raffineria per fatti avvenuti dal 1997. In vista dell'udienza, è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile del Comune di Gela, della provincia di Caltanissetta e di altri, con richiesta di risarcimento danni nei confronti degli imputati e dell'AgipPetroli, quale responsabile civile, per complessivi 878 milioni di euro.

Il contenzioso relativo al tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale del 26 marzo 2002 è riportato nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

(2) Con "Eni" nella rappresentazione di questo procedimento si intende l'Eni SpA e l'EniChem SpA.

In data 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso l'ordinanza di custodia cautelare in carcere nei confronti di sette dipendenti dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA e di arresti domiciliari per altri 10 dipendenti delle medesime società. L'imputazione principale è quella di avere gestito e di gestire in associazione per delinquere il ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento in maniera illecita aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento ai sensi del decreto del Ministero dell'ambiente n. 417/1999 (decreto Ronchi) e dell'articolo 416 del codice penale. L'inchiesta giudiziaria della Procura della Repubblica di Siracusa è stata avviata nel settembre del 2001 con il proposito di indagare sulla gestione dei rifiuti industriali (solidi e liquidi) prodotti nello stabilimento EniChem di Priolo, dalla fase della loro produzione sino al loro smaltimento; l'inchiesta ha riguardato anche la gestione dell'impianto cloro-soda. In data 6 febbraio 2003, il Tribunale del Riesame ha disposto la trasformazione degli arresti in carcere in arresti domiciliari e ha annullato l'ordinanza di custodia cautelare per gli altri indagati.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione di fronte al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il TAR, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE in corso di recepimento, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del TAR. È pendente avanti al TAR il giudizio di merito sulla questione.

Le conclusioni dell'istruttoria dell'Antitrust notificata il 30 ottobre 2001 alla Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) su segnalazione di BluGas SpA su eventuali abusi di posizione dominante nell'assegnazione di capacità ai punti di importazione sono riportate nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

Con provvedimento notificato il 5 giugno 2001 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria nei confronti delle società AgipPetroli SpA, Atriplex SpA e altre per presunte intese restrittive della concorrenza nell'ambito delle gare indette dalle Aziende di trasporto pubblico nelle aree metropolitane di Napoli, Torino e Milano per l'approvvigionamento di gasolio per autotrazione negli anni 1996-2000. Il procedimento tende, inoltre, ad accertare se le presunte intese di cui sopra possano essere la manifestazione di un più ampio coordinamento anticoncorrenziale tra le imprese, volto alla ripartizione delle suddette forniture di gasolio. L'Autorità ha prorogato il termine di chiusura del procedimento dall'11 ottobre 2002 al 24 febbraio 2003. L'audizione finale si è tenuta il 10 dicembre 2002. In data 4 marzo 2003 è stata notificata la decisione dell'Autorità che ha accertato la sussistenza delle infrazioni contestate a carico di tutte le società coinvolte nel procedimento e ha comminato una sanzione pecuniaria che per quanto riguarda AgipPetroli e Atriplex ammonta a complessivi 118 mila euro. È in corso la valutazione di un'eventuale impugnativa di detta decisione dinanzi al TAR del Lazio.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazioni in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati - tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/99 (decreto Ronchi); (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15 Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di €)	2000	2001	2002
Exploration & Production	3.786	6.722	5.649
Gas & Power	13.744	15.429	14.673
Refining & Marketing	39.723	36.440	36.020
Petrolchimica	5.448	4.291	4.376
Ingegneria e Servizi	2.791	2.515	2.935
Altre attività	180	181	219
	65.672	**65.578**	**63.872**

Aree geografiche di destinazione

(milioni di €)	2000	2001	2002
Italia	40.936	40.246	36.587
Resto dell'Unione Europea	8.998	11.343	11.486
Resto dell'Europa	3.282	3.611	4.392
Africa	2.953	2.819	3.409
Americhe	6.467	5.914	5.340
Asia	3.013	1.624	2.630
Altre aree	23	21	28
	65.672	**65.578**	**63.872**

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato di cui alla nota n. 25, sono così determinati:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	65.672	65.578	63.872
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(1.054)	88	1.127
a dedurre:			
- accise	(13.126)	(13.068)	(13.139)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.996)	(1.678)	(1.511)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(867)	(1.189)	(1.566)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(691)	(806)	(861)
	47.938	**48.925**	**47.922**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)	2000	2001	2002
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	77	98	198
Locazioni e affitti di azienda	79	81	116
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante (1)	13	41	101
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	174	98	86
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	36	35	60
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	125	93	56
Proventi relativi al personale	40	51	53
Differenziali su contratti derivati	65	53	50
Contributi in conto esercizio	14	23	26
Risarcimento danni	119	82	22
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	11	20	21
Altri proventi	192	297	344
Totale come da schema di conto economico legale	**945**	**972**	**1.133**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(40)	(51)	(53)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**905**	**921**	**1.080**

(1) Riguarda l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti.

16 Costi della produzione

Di seguito sono analizzate le principali voci dei "Costi della produzione" e il raccordo con le voci del conto economico riclassificato indicato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)	2000	2001	2002
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.888	25.984	25.229
Costi per servizi	6.513	7.507	8.614
Costi per godimento di beni di terzi	1.203	1.242	1.454
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	66	82	95
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(291)	21	17
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(219)	190	(216)
Accantonamenti per rischi	482	114	114
Altri accantonamenti	405	334	413
Oneri diversi di gestione	13.691	13.840	14.092
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**48.738**	**49.314**	**49.812**
a dedurre:			
- accise	(13.126)	(13.068)	(13.139)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.996)	(1.678)	(1.511)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(867)	(1.189)	(1.566)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(691)	(806)	(861)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(616)	(745)	(842)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**31.442**	**31.828**	**31.893**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 9, 8 e 6 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 552, 517 e 508 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per penalità contrattuali per 7, 34 e 21 milioni di euro e accantonamenti per rischi e oneri ambientali per 163, 6 e 16 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 165, 125, 179 milioni di euro, alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 136, 103 e 63 milioni di euro e al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 42, 16 e 19 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.128, 13.063 e 13.146 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (29, 82 e 146 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002).

Costi per il personale

(milioni di €)	2000	2001	2002
Salari e stipendi	2.175	2.271	2.441
Oneri sociali	627	602	650
Trattamento di fine rapporto	117	114	121
Trattamento di quiescenza e simili	11	12	15
Altri costi	57	83	119
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**2.987**	**3.082**	**3.346**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(40)	(51)	(53)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(161)	(180)	(190)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**2.786**	**2.851**	**3.103**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)	2000	2001	2002
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1.122	1.370	1.423
- immobilizzazioni materiali	2.678	3.310	3.543
	3.800	**4.680**	**4.966**
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni immateriali			95
- immobilizzazioni materiali	55	100	447
	55	**100**	**542**
Totale come da schema di conto economico legale	**3.855**	**4.780**	**5.508**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(12)	(9)	(4)
Totale come da conto economico riclassificato	**3.843**	**4.771**	**5.504**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 1,939, 2,619 e 3,500 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,407, 0,414 e 0,555 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

17 Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di €)	2000	2001	2002
Proventi da partecipazioni			
Plusvalenze da cessioni	19	76	55
Dividendi	44	40	32
Altri	1	1	17
	64	**117**	**104**
Rivalutazioni di partecipazioni	147	158	184
	211	**275**	**288**

Le *plusvalenze da cessioni* di 55 milioni di euro, riguardano essenzialmente la cessione della partecipazione Qatar Petrochemical Co Ltd (52 milioni di euro).

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo.

Le *rivalutazioni di partecipazioni* riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo.

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di €)	2000	2001	2002
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	1.848	1.550	1.948
Proventi su contratti derivati finanziari	96	110	134
Interessi su crediti verso banche	86	101	113
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	112	106	96
Proventi su titoli	116	95	44
Interessi su crediti di imposta	33	33	33
Altri proventi finanziari	165	186	131
	2.456	**2.181**	**2.499**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	9	3	5
	2.465	**2.184**	**2.504**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)	2000	2001	2002
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	1.683	1.560	1.978
Interessi e altri oneri verso banche	379	332	243
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	54	216	204
Oneri su contratti derivati finanziari	132	123	114
Oneri su partecipazioni	9	5	36
Altri interessi e oneri finanziari	219	253	140
	2.476	**2.489**	**2.715**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	169	486	209
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	7	8	36
	176	**494**	**245**
	2.652	**2.983**	**2.960**

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo. L'onere dell'esercizio 2002 riguarda principalmente le partecipazioni: Galp Energia SGPS SA (85 milioni di euro), Albacom SpA (37 milioni di euro) e Distribuidora de Gas del Centro SA (34 milioni di euro).

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)	2000	2001	2002
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre	4	6	
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	50	35	40
- impianti e macchinario	19	8	3
- attrezzature industriali e commerciali			
	73	**49**	**43**

18 Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)	2000	2001	2002
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	86	3.473	257
Altri proventi straordinari	146	173	112
	232	**3.646**	**369**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(182)	(885)	(157)
- incentivazione esodi	(202)	(237)	(114)
- svalutazioni e minusvalenze	(34)	(607)	(55)
	(418)	**(1.729)**	**(326)**
Altri oneri straordinari	(326)	(80)	(72)
	(744)	**(1.809)**	**(398)**
	(512)	**1.837**	**(29)**

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 257 milioni di euro riguardano: (i) la cessione da parte del settore Refining & Marketing di stazioni di servizio in Italia (127 milioni di euro); (ii) la cessione della partecipazione nell'Agip Nigeria Ltd (87 milioni di euro); (iii) la cessione di immobilizzazioni materiali (28 milioni di euro; di cui 21 milioni di euro relativi al settore Gas & Power); (iv) la cessione di rami d'azienda (15 milioni di euro).

Gli *altri proventi straordinari* di 112 milioni di euro riguardano principalmente l'utilizzo di fondi eccedenti, la definizione di contenziosi e il recupero di crediti essenzialmente nei settori Petrolchimica (72 milioni di euro), Gas & Power (23 milioni di euro) e Refining & Marketing (13 milioni di euro).

Gli *stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per ripristini ambientali e a fronte di dismissioni e ristrutturazioni nei settori Refining & Marketing (79 milioni di euro) e Petrolchimica (71 milioni di euro).

Gli oneri per *incentivazione esodi* di 114 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (34 milioni di euro), Gas & Power (27 milioni di euro), Refining & Marketing (25 milioni di euro) e Ingegneria e Servizi (14 milioni di euro).

Le *svalutazioni e minusvalenze* di 55 milioni di euro riguardano la svalutazione di immobilizzazioni materiali nel settore Petrolchimica (23 milioni di euro), la minusvalenza da conferimento della Raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (22 milioni di euro) e minusvalenze da cessione di rami d'azienda e immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro; di cui 9 milioni di euro riferiti al settore Gas & Power).

Gli *altri oneri straordinari* di 72 milioni di euro riguardano principalmente il settore Refining & Marketing (49 milioni di euro) e sono connessi principalmente a operazioni di ristrutturazione e a costi relativi a esercizi precedenti.

19 Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)	2000	2001	2002
Imposte correnti:			
- imprese italiane	3.584	1.093	1.451
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.944	2.028	2.040
- altre imprese estere	40	175	163
	5.568	**3.296**	**3.654**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(2)	(1)	
	5.566	**3.295**	**3.654**
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	(1.478)	158	(542)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	247	93	53
- altre imprese estere		(16)	(38)
	(1.231)	**235**	**(527)**
	4.335	**3.530**	**3.127**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 1.156 milioni di euro, l'Irap per 252 milioni di euro e imposte estere per 43 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 37,5% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 42,1%, che risulta applicando l'aliquota del 36% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è la seguente:

(%)	2000	2001	2002
Aliquota teorica	**42,7**	**40,9**	**42,1**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	2,5	5,0	2,7
- differenze permanenti	0,5	(7,6)	0,8
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(4,9)	(4,6)	(4,7)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(0,3)	(2,3)	(4,9)
- altre motivazioni	1,4	(1,4)	1,5
	(0,8)	**(10,9)**	**(4,6)**
	41,9	**30,0**	**37,5**

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (7,2%).

20 Utile per azione

L'utile per azione relativo all'esercizio 2000 è stato ricalcolato a seguito della ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro.

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio, escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2001 e 2002 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 2000 e 2001. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 3.995.126.901, di 3.910.798.299 e di 3.825.837.521 rispettivamente negli esercizi 2000, 2001 e 2002.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere a fronte dei piani di stock grant e stock option produrranno sull'utile per azione dell'Eni non è significativo. Allo stato attuale rilevano a questo fine soltanto le azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito, tenuto conto che le azioni offerte in opzione hanno un prezzo di esercizio (15,216 euro) superiore al valore corrente dell'azione al 31 dicembre 2002 (14,509 euro).

21 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 25.

I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

(milioni di €)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Servizi	Altre attività [a]	Totale
2000							
Ricavi netti della gestione caratteristica [b]	12.308	14.427	25.462	6.018	2.146	608	
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.384)	(713)	(1.549)	(570)	(384)	(431)	
Ricavi da terzi	2.924	13.714	23.913	5.448	1.762	177	47.938
Risultato operativo	6.603	3.178	986	4	144	(143)	10.772
Attività direttamente attribuibili [c]	15.170	12.927	8.257	3.559	2.890	867	43.670
Attività non direttamente attribuibili							12.693
Passività direttamente attribuibili [d]	4.408	2.954	4.048	1.223	1.854	1.018	15.505
Passività non direttamente attribuibili							16.785
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.539	794	533	265	245	55	5.431
Ammortamenti e svalutazioni	(2.364)	(479)	(547)	(274)	(148)	(31)	(3.843)
Interessi attivi	89	36	36	24	18	332	535
Interessi passivi	(140)	(92)	(37)	(9)	(28)	(368)	(674)
2001							
Ricavi netti della gestione caratteristica [b]	13.960	16.098	22.083	4.761	3.114	695	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.430)	(668)	(1.202)	(471)	(509)	(506)	
Ricavi da terzi	5.530	15.430	20.881	4.290	2.605	189	48.925
Risultato operativo	5.984	3.672	985	(332)	255	(168)	10.396
Attività direttamente attribuibili [c]	24.261	12.860	7.420	2.488	3.136	789	50.954
Attività non direttamente attribuibili							11.782
Passività direttamente attribuibili [d]	5.098	3.037	3.345	1.312	1.927	1.145	15.864
Passività non direttamente attribuibili							17.683
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.276	1.065	496	361	304	75	6.577
Ammortamenti e svalutazioni	(3.251)	(503)	(517)	(251)	(203)	(46)	(4.771)
Interessi attivi	75	32	37	23	10	316	493
Interessi passivi	(272)	(74)	(33)	(6)	(17)	(409)	(811)
2002							
Ricavi netti della gestione caratteristica [b]	12.877	15.297	21.546	4.781	4.546	897	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.795)	(623)	(1.037)	(406)	(479)	(682)	
Ricavi da terzi	4.082	14.674	20.509	4.375	4.067	215	47.922
Risultato operativo	5.175	3.244	320	(347)	298	(188)	8.502
Attività direttamente attribuibili [c]	23.686	12.482	7.634	3.580	5.026	469	52.877
Attività non direttamente attribuibili							12.931
Passività direttamente attribuibili [d]	4.764	2.969	2.861	2.714	2.741	1.025	17.074
Passività non direttamente attribuibili							20.383
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.615	1.313	545	249	232	94	8.048
Ammortamenti e svalutazioni	(3.884)	(512)	(494)	(266)	(267)	(81)	(5.504)
Interessi attivi	59	14	64	5	7	173	322
Interessi passivi	(185)	(37)	(26)	(13)	(10)	(297)	(568)

(a) Le "Altre attività" comprendono i valori dell'Eni-Corporate, non significativi.
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(c) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(d) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di €)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
2000								
Attività direttamente attribuibili [a]	24.554	4.851	2.177	6.651	3.859	1.570	8	43.670
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.206	439	283	1.186	753	562	2	5.431
2001								
Attività direttamente attribuibili [a]	23.513	7.546	2.721	8.653	4.552	3.958	11	50.954
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.407	595	249	1.405	923	923	75	6.577
2002								
Attività direttamente attribuibili [a]	24.524	6.806	3.863	9.122	3.432	4.385	745	52.877
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.396	546	305	2.497	721	1.333	250	8.048

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di €)	2000	2001	2002
Italia	27.184	27.244	23.797
Resto dell'Unione Europea	6.944	8.226	8.450
Resto dell'Europa	2.711	3.136	4.712
Africa	2.083	2.180	2.478
Americhe	6.034	6.169	5.317
Asia	2.959	1.949	3.154
Altre aree	23	21	14
	47.938	**48.925**	**47.922**

22 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti, al 31 dicembre 2001 e 2002 esigibili oltre l'esercizio successivo, con esclusione dei crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana, non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto (2,5% per semestre intero) risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo non è indicato in quanto pressoché equivalente al relativo valore contabile.

- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 2001 e 2002 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate.

	31.12.2001		31.12.2002	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli e partecipazioni non immobilizzate	1.709	1.736	1.530	1.549
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve [1]	7.317	7.641	7.530	8.002

(1) Il valore contabile è incrementato del valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti iscritti alla voce "Ratei e risconti" del passivo patrimoniale e decrementato degli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale.

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi a attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

	31.12.2001		31.12.2002	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	9	91	12	101
- passività	(27)	(33)	(18)	(129)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	208	53	333	244
- passività	(87)	(56)	(298)	(74)

23 Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e successive modificazioni, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate .

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

	31.12.2002			2002			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate							
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		28			652	1	
Promgas SpA	23	25		212		227	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	27	30		14	137	69	
Petrobel Belayim Petroleum Co		86			164		
Raffineria di Milazzo ScpA	6	6			159	55	1
Superoctanos CA	4	18		181			
Trans Austria Gasleitung GmbH		12			176		
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	10				60	117	
Albacom SpA	22	12		2	53	1	8
Serfactoring SpA	2	94					
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	8				35	84	
Azienda Energia e Servizi SpA	2	22			55	2	2
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16					66	
Karachaganak Petroleum Operating BV	40	13			52		214
Transitgas AG		7			56		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9			43		
Blue Stream Pipeline Co BV	50						489
Agip Oil Company Ltd	27	12			83		
Altre (*)	32	67	147	55	57	105	14
	269	**441**	**147**	**464**	**1.782**	**727**	**728**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
AgipGas BV	13	94	412		3		
Agip (Btc)			206				
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	6	1			122		
Altre (*)	26	18	39	7	35	8	32
	45	**113**	**657**	**7**	**160**	**8**	**32**
	314	**554**	**804**	**471**	**1.942**	**735**	**760**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	42	5			76	1.475	308
	356	**559**	**804**	**471**	**2.018**	**2.210**	**1.068**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del Gruppo Cosmi Holding correlato all'Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2002 a circa 18 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung GmbH, Transitgas AG, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero dalle società Petrobel Belayim Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Agip Oil Company Ltd e AgipGas BV; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti; limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* dell'Eni;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti, per la Raffineria di Milazzo ScpA, e alle condizioni generalmente applicate ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee Srl;
- la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH Co Kg, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH e Superoctanos CA;
- i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA;
- la realizzazione del gasdotto che collega la Federazione Russa alla Turchia per la società Blue Stream Pipeline Co BV;
- le operazioni di fattorizzazione dalla società Serfactoring SpA;
- il vettoriamento dalla società Azienda Energia e Servizi SpA;
- la garanzia rilasciata alla società Agip (Btc) a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

	31.12.2002			2002	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Company BV		15	874		30
Transitgas AG	655				10
Trans Austria Gasleitung GmbH	448				15
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	264				
Serfactoring SpA	46				2
Superoctanos CA	2		40		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	24				
Altre (*)	72	80	91	9	7
	1.511	**95**	**1.005**	**9**	**64**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	326		95		18
Agip (Btc)	27				
Altre (*)	47	68	5	7	2
	400	**68**	**100**	**7**	**20**
	1.911	**163**	**1.105**	**16**	**84**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari e relative commissioni, il finanziamento per il raddoppio del tratto svizzero del gasdotto Paesi Bassi-Italia e quello per il tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alle società Blue Stream Pipeline Co BV, Transitgas AG, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- la concessione di finanziamenti alla EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per l'acquisto della società tedesca Gas Versorgung Sud Deutschland GmbH;
- la concessione di finanziamenti e garanzie relative ad affidamenti bancari alle società Serfactoring SpA, Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Superoctanos CA e Agip (BTC).

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Dirigenti	1.725	1.553	1.484	6	6	4
Quadri	8.374	8.440	9.352	41	34	17
Impiegati	32.799	32.240	33.940	297	317	306
Operai	27.207	27.287	30.336	101	367	364
	70.105	**69.520**	**75.112**	**445**	**724**	**691**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio; i dipendenti delle imprese consolidate proporzionalmente sono indicati in misura proporzionale alla percentuale di possesso.

25 Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Securities and Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles, o U.S. GAAP). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa sono di seguito indicate le informazioni contabili previste nel "Form 20-F" integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

a) Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni.

In calce agli schemi contabili internazionali è indicato il contenuto delle voci se differente da quello degli schemi contabili legali e in quanto non esposto nella nota integrativa.

Le variazioni delle voci rispetto all'esercizio precedente posto a confronto sono motivate nella nota integrativa.

A partire dall'esercizio 2002 la voce "Disponibilità liquide" è stata ridenominata in "Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti" e accoglie, oltre alle disponibilità liquide, anche i "Titoli" e i "Crediti finanziari" delle attività correnti scadenti entro 90 giorni. A seguito di questa modifica, sono stati coerentemente riclassificati gli importi relativi ai titoli e ai crediti finanziari delle attività correnti scadenti entro 90 giorni dell'esercizio 2001 rispettivamente di 11 e di 74 milioni di euro.

Stato patrimoniale

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	1.390	3.265
Titoli [a]	1.365	1.208
Crediti [b]	13.654	13.530
Rimanenze:		
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	1.638	1.821
- prodotti chimici	497	622
- lavori in corso su ordinazione di contratti a lungo termine	267	184
- altre	411	573
Totale rimanenze	2.813	3.200
Ratei e risconti attivi [c]	444	573
Totale attività correnti	**19.666**	**21.776**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	33.314	33.693
Crediti [d]	2.678	2.500
Partecipazioni	3.012	2.779
Immobilizzazioni immateriali	2.843	3.175
Altre attività [e]	1.223	1.885
Totale attività non correnti	**43.070**	**44.032**
TOTALE ATTIVITÀ	**62.736**	**65.808**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	5.231	7.890
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine [f]	1.233	980
Debiti commerciali	4.974	5.537
Anticipi	1.035	1.457
Debiti tributari	2.355	1.791
Ratei e risconti passivi e altri debiti [g]	3.624	3.937
Totale passività correnti	**18.452**	**21.592**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine [f]	6.084	6.550
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	465	507
Fondi per rischi e oneri	5.340	5.522
Fondo imposte	2.621	2.611
Ratei e risconti passivi e altri debiti [g]	585	675
Totale passività non correnti	**15.095**	**15.865**
TOTALE PASSIVITÀ	**33.547**	**37.457**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.706**	**2.094**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.001.814.026 azioni del valore nominale di 1 euro (4.001.259.476 azioni al 31 dicembre 2001)	4.001	4.002
Riserve	17.799	20.500
Azioni proprie in portafoglio [h]	(2.068)	(2.838)
Utile del periodo	7.751	4.593
Totale patrimonio netto dell'Eni	**27.483**	**26.257**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**62.736**	**65.808**

(a) Comprende i titoli che non costituiscono immobilizzazioni, esclusi quelli con scadenza entro 90 giorni.
(b) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro l'esercizio, esclusi i crediti finanziari esigibili entro 90 giorni.
(c) Comprende i ratei e i risconti attivi a breve termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi.
(d) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio, escluse le imposte sul reddito anticipate nette.
(e) Comprende i titoli, diversi dalle partecipazioni, iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, i ratei e risconti attivi a lungo termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi e le imposte sul reddito anticipate nette. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che nello schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.
(f) I debiti finanziari correnti e non correnti sono esposti al netto dei risconti attivi riguardanti gli interessi impliciti, rispettivamente a breve e a lungo termine, sul debito per investimenti petroliferi e sono incrementati dei risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti.
(g) Comprendono i ratei e i risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, nonché i debiti diversi da quelli specificatamente indicati, rispettivamente esigibili entro e oltre l'esercizio.
(h) Il patrimonio netto è esposto al netto delle azioni proprie in portafoglio (v. nota e).

Conto economico

(milioni di €)	2000	2001	2002
Ricavi			
Ricavi netti della gestione caratteristica	47.938	48.925	47.922
Altri ricavi e proventi	905	921	1.080
Totale ricavi	**48.843**	**49.846**	**49.002**
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.442	31.828	31.893
Costo lavoro	2.786	2.851	3.103
Margine operativo lordo	**14.615**	**15.167**	**14.006**
Ammortamenti e svalutazioni	3.843	4.771	5.504
Utile operativo	**10.772**	**10.396**	**8.502**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni [a]			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	64	(259)	(167)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	33	(216)	43
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**97**	**(475)**	**(124)**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	10.869	9.921	8.378
Proventi (oneri) straordinari netti [b]	(512)	1.837	(29)
Utile prima delle imposte	**10.357**	**11.758**	**8.349**
Imposte sul reddito	(4.335)	(3.530)	(3.127)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	6.022	8.228	5.222
Utile di terzi azionisti	(251)	(477)	(629)
Utile dell'esercizio	**5.771**	**7.751**	**4.593**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**1,44 euro**	**1,98 euro**	**1,20 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)	**7,22 euro**	**9,91 euro**	**6,00 euro**

(a) Comprende i "Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie" al netto degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale.
(b) Prima delle imposte sul reddito.

b) Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi.

Definizione dell'area di consolidamento

Secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza.

Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto la Saipem SpA e la Società Italiana per il Gas pA, imprese controllate dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto, nonché le rispettive imprese controllate.

Attività mineraria

Esplorazione

Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati all'attivo patrimoniale per rappresentarne la natura di investimento e ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono iscritti all'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario. In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" per la successiva rilevazione a conto economico a titolo di svalutazione, in caso di esito negativo, o di ammortamento con il metodo UOP.

Sviluppo

Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Gli U.S. GAAP prevedono che tutti i costi di sviluppo, senza considerare l'esito minerario, siano imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi di sviluppo di cui si è accertato l'esito negativo o incidentati sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" e ammortizzati con il metodo UOP.

Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali

Secondo i principi contabili italiani, l'avviamento è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Secondo i principi U.S. GAAP, l'avviamento e le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; le attività in esame sono annualmente oggetto di valutazione al fine di definire l'eventuale svalutazione.

Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali

La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani che degli U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità delle immobilizzazioni materiali e immateriali a vita utile definita è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. La recuperabilità dell'avviamento è verificata a livello di "unità operativa" confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni

Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano l'effetto del ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico, nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

Costi di aumento del capitale sociale

Secondo i principi contabili italiani, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti all'attivo patrimoniale alla voce "Immobilizzazioni immateriali - Costi di impianto e ampliamento" e ammortizzati sulla base della vita utile entro un periodo non superiore a 5 anni.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti a riduzione del capitale sociale stesso.

Azioni proprie

Secondo i principi contabili italiani, le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, le azioni proprie sono valutate al costo a prescindere dalla finalità per cui sono state acquistate. Al 31 dicembre 2001 e 2002 questa differenza di principio non ha determinato alcun effetto nella rappresentazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimati secondo gli U.S. GAAP.

Titoli

Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minor valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato; la differenza rispetto al costo di acquisto è imputata a conto economico o patrimonio netto a seconda che i titoli siano destinati al trading o siano disponibili per la vendita.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Secondo i principi contabili italiani, le imposte anticipate sono rilevate se sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità e le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte anticipate siano rilevate se il loro recupero è probabile e le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stessi principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento alla probabilità piuttosto che alla ragionevole certezza del loro recupero, la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente, nonché le imposte differite o anticipate sulle rettifiche U.S. GAAP.

Ammortamenti

Fino all'esercizio 1999, in conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali, in particolare gasdotti, reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario, era effettuato a quote costanti, applicando i coefficienti stabiliti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini U.S. GAAP, la durata dell'ammortamento veniva allineata a quella superiore applicata a livello internazionale.

L'emanazione del D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas & Power e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta anni per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati, sia ai fini Italian GAAP che U.S. GAAP, sulla base della nuova vita economico-tecnica residua.

Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale

Per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata al successivo punto c) rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione di questo principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo, nonché dell'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale.

Contratti derivati

I principi contabili italiani prevedono che i contratti derivati siano differentemente valutati a seconda che siano impiegati a scopo di copertura o di intermediazione. I contratti derivati stipulati per finalità di copertura sono valutati e classificati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. In particolare i differenziali di interesse sui contratti di copertura del rischio di tasso e i premi e gli sconti sui contratti di copertura del rischio di cambio sono imputati a conto economico per competenza di esercizio lungo la durata del contratto. La componente valutaria dei contratti derivati di copertura del rischio di cambio è imputata a conto economico nell'esercizio di rilevazione dell'attività/passività oggetto di copertura. Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute. I contratti derivati impiegati a scopo di intermediazione sono valutati al valore di mercato e i relativi effetti sono imputati a conto economico.

Secondo gli U.S. GAAP tutti i contratti derivati, siano essi relativi ad attività o passività iscritte in bilancio, a impegni o a operazioni future, sono valutati al fair value (valore corrente di mercato) con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. È possibile rilevare i contratti derivati di copertura in modo coerente con l'attività/passività coperta (hedging accounting) se l'operazione di copertura è riconducibile a una strategia predefinita di risk management, è coerente con le politiche di gestione del rischio adottate ed è documentata ed efficace nell'azione di effettiva neutralizzazione del rischio che si intende coprire (variazioni del valore di mercato o dei flussi di cassa). In particolare nell'hedging accounting le variazioni del fair value del contratto derivato sono imputate a conto economico contestualmente alla rilevazione degli effetti economici delle operazioni coperte; quando le variazioni del fair value precedono temporalmente la manifestazione dei corrispondenti effetti delle operazioni coperte sono rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Nel caso in cui oggetto della copertura sia il rischio di variazione del valore di mercato di un'attività, passività o impegno, anche l'operazione coperta è valutata al valore di mercato.

La rettifica indicata al successivo punto c) è stata determinata valutando al fair value tutti i contratti derivati e imputando il relativo effetto a conto economico.

Ricavi

I principi contabili italiani classificano come ricavi alcuni proventi che secondo gli U.S. GAAP non sono considerati operativi. L'effetto di questa differenza è riportato nell'analisi dell'utile operativo per settore indicata al punto c).

Proventi e oneri straordinari

I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Inoltre gli U.S. GAAP prevedono che i proventi e gli oneri straordinari comprendano il relativo effetto fiscale. I proventi e gli oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli U.S. GAAP e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri diversi della gestione ordinaria.

Vendita di titoli di Stato

L'Eni ha considerato la cessione di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito finanziario. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Riclassificazione delle rimanenze

L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio, i prodotti petroliferi e il gas naturale che costituiscono scorte obbligatorie o strategiche. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minor valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi a queste rimanenze sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

Piani di azionariato dei dipendenti

Secondo i principi contabili italiani, le azioni e le opzioni assegnate gratuitamente a dipendenti sono rilevate come variazioni patrimoniali nell'esercizio di emissione delle azioni. In particolare le azioni emesse mediante aumento gratuito del capitale sono rilevate al loro valore nominale in contropartita alla specifica riserva costituita con imputazione di utili, mentre le azioni emesse a seguito dell'esercizio del diritto di opzione sono rilevate in aumento del capitale per il valore nominale e della riserva da sovrapprezzo delle azioni per la differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore nominale delle azioni emesse.

Secondo gli U.S. GAAP, queste azioni e opzioni, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, sono rilevate imputando a conto economico il costo per l'impresa lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione, in contropartita al patrimonio netto. Il costo è rappresentato dal valore intrinseco dello strumento alla data di assegnazione o, se il piano di azionariato è soggetto a condizioni non ancora realizzate, alla data di chiusura dell'esercizio.

L'Eni ha emesso azioni e opzioni da assegnare gratuitamente a dipendenti. Il costo di questi strumenti è indicato al successivo punto c) tra le variazioni dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimati secondo gli U.S. GAAP.

Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo corrisponde alla differenza fra i ricavi totali e i costi operativi, esclusi gli ammortamenti e le svalutazioni. Gli U.S. GAAP non prevedono l'indicazione del margine operativo lordo.

Utile per azione

Secondo i principi contabili italiani, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto è rettificato per includere nel numero medio ponderato delle azioni in circolazione degli esercizi precedenti le azioni gratuite emesse nell'esercizio a fronte dei piani di stock grant, assimilando l'operazione ad un aumento gratuito di capitale.

Secondo gli U.S. GAAP, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto non è rettificato in quanto la rilevazione del costo dei piani di stock grant a conto economico rende l'emissione delle azioni gratuite assimilabile ad un aumento a pagamento.

L'effetto di questa differenza non è significativa.

c) Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 2000, 2001 e 2002 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2001 e 2002 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani; nonché, in applicazione dello SFAS 130, l'utile complessivo:

Riconciliazione dell'utile di esercizio

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**5.771**	**7.751**	**4.593**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	137	265	222
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese collegate ed escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	(33)	(69)	162
- effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	(19)	17	71
- contratti derivati		52	54
- rettifica degli ammortamenti a seguito dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	30	33	37
- rettifica ammortamenti su differenza da consolidamento e avviamento [a]			29
- rettifica ammortamenti su costi di aumento del capitale sociale			6
- azioni assegnate a dipendenti	(3)	(22)	(9)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(20)	(499)	(16)
- effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	15	(7)	(33)
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(120)	(115)	(67)
- rettifiche delle plusvalenze da cessione a seguito dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie		227	
- rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche U.S. GAAP [b]		(1.385)	
- altre rettifiche			60
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti		69	183
Rettifiche nette	**(13)**	**(1.434)**	**699**
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**5.758**	**6.317**	**5.292**
Utile semplice per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio) [b]	**1,44**	**1,62**	**1,38**
Utile semplice per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS) [c]	**7,21**	**8,08**	**6,92**

(a) Se si fosse applicato lo SFAS 142 negli esercizi 2000 e 2001 l'effetto netto sul risultato dell'esercizio sarebbe stato rispettivamente di 26 e di 44 milioni di euro.
(b) La rettifica di 1.385 milioni di euro si riferisce al collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA.
(c) Unità di euro.

Riconciliazione del patrimonio netto

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**27.483**	**26.257**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto:		
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.621	2.543
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.477	2.409
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	686	648
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese collegate ed escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	55	237
- contratti derivati	52	106
- differenza da consolidamento e avviamento		29
- eliminazione delle svalutazioni e delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	(79)	28
- valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	27	19
- costi di aumento del capitale sociale	(28)	(20)
- eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(137)	(115)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(3.420)	(3.347)
- altre rettifiche		60
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi	(1.297)	(1.118)
Rettifiche nette	**957**	**1.479**
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	**28.440**	**27.736**

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in positivo, per 1.389 e, in negativo, per 744 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002. Queste componenti riguardano le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera e il valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito. Il decremento delle altre componenti dell'utile complessivo di 2.133 milioni di euro riguarda essenzialmente le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (2.125 milioni di euro; di cui circa 1.700 milioni di euro relative alle imprese con bilanci in dollari USA).

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 130 "Reporting Comprehensive Income" ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dallo SFAS 109 indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**5.758**	**6.317**	**5.292**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte			
- valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita		27	19
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera	331	439	(2.001)
- differenze di cambio da conversione realizzate	(94)	12	(124)
	237	**478**	**(2.106)**
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**5.995**	**6.795**	**3.186**

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	1.120	2.892
Titoli	1.526	1.390
Crediti	12.836	12.655
Rimanenze	2.092	2.376
Ratei e risconti attivi	333	251
Totale attività correnti	**17.907**	**19.564**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	33.270	33.569
Crediti	3.304	2.863
Partecipazioni	3.767	3.900
Immobilizzazioni immateriali	5.459	4.787
Altre attività	1.269	1.439
Totale attività non correnti	**47.069**	**46.558**
TOTALE ATTIVITÀ	**64.976**	**66.122**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	5.259	8.216
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	1.172	935
Debiti commerciali	4.391	4.720
Anticipi	814	947
Debiti tributari	1.962	1.272
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.150	3.069
Totale passività correnti	**16.748**	**19.159**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine	5.948	6.169
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	365	395
Fondi per rischi e oneri	5.196	5.268
Fondo imposte	6.400	5.441
Ratei e risconti passivi e altri debiti	388	521
Totale passività non correnti	**18.297**	**17.794**
TOTALE PASSIVITÀ	**35.045**	**36.953**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.491**	**1.433**
Patrimonio netto dell'Eni		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.001.814.026 azioni del valore nominale di 1 euro (4.001.259.476 azioni al 31 dicembre 2001)	4.001	4.002
Riserve	20.190	21.280
Azioni proprie in portafoglio	(2.068)	(2.838)
Utile dell'esercizio	6.317	5.292
Totale patrimonio netto dell'Eni	**28.440**	**27.736**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**64.976**	**66.122**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	37.832	37.432
- Gas & Power	10.715	11.825
- Refining & Marketing	8.874	8.374
- Petrolchimica	3.606	5.237
- Ingegneria e Servizi	80	100
- Altre attività	229	323
	61.336	**63.291**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	16.750	17.044
- Gas & Power	3.643	4.184
- Refining & Marketing	4.970	4.654
- Petrolchimica	2.519	3.587
- Ingegneria e Servizi	54	61
- Altre attività	130	192
	28.066	**29.722**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.082	20.388
- Gas & Power	7.072	7.641
- Refining & Marketing	3.904	3.720
- Petrolchimica	1.087	1.650
- Ingegneria e Servizi	26	39
- Altre attività	99	131
	33.270	**33.569**

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile operativo per settore			
Exploration & Production	6.721	6.170	5.542
Gas & Power	2.482	3.006	2.665
Refining & Marketing	747	743	75
Petrolchimica	(102)	(1.080)	(368)
Ingegneria e Servizi	(14)	(11)	(7)
Altre attività	(172)	(186)	(251)
	9.662	**8.642**	**7.656**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**10.067**	**10.330**	**8.350**

d) Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Piani di azionariato dei dipendenti

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti, l'Eni ha definito dei piani di assegnazione di azioni gratuite e un piano di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono indicate nella relazione sulla gestione del bilancio dell'Eni SpA e i relativi costi sono compresi nell'utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP (nota 26 - c) in applicazione dell'Accounting Principles Board Opinion n. 25 ("APB 25") come consentito dallo Statement of Financial Accounting Standards n. 123 "Accounting for Stock - Based Compensation" ("SFAS 123"). L'applicazione dello SFAS 123 anziché dell'APB 25 non comporta effetti significativi.

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes".

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Italia	5.591	6.614	4.592
Estero	4.476	3.716	3.758
	10.067	**10.330**	**8.350**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Correnti	5.367	3.128	3.461
Differite	(1.054)	742	(602)
	4.313	**3.870**	**2.859**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 36% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	10.067	10.330	8.350
Aliquota fiscale teorica	42,3%	41,1%	41,4%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.261	4.242	3.453
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	378	609	199
- differenze permanenti	52	(394)	64
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	29	15	(1)
- imposte sulle riserve distribuibili	(51)	169	(75)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(52)	(240)	(420)
- altre motivazioni	31	(156)	(361)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(335)	(375)	
	52	**(372)**	**(594)**
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	**4.313**	**3.870**	**2.859**

Le altre motivazioni di 356 milioni di euro riguardano per 190 milioni di euro l'effetto dell'adeguamento del debito differito netto U.S. GAAP alla nuova aliquota fiscale italiana (34% anziché 36%).

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (348 milioni di euro).

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini U.S. GAAP, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (5.248 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.188 milioni di euro), sono di 4.060 milioni di euro (4.889 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.380	3.710
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.554	2.236
- maggior costo su acquisti di partecipazioni consolidate	1.381	847
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	737	626
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	322	248
- svalutazioni eccedenti di crediti	127	134
- plusvalenze a tassazione differita	69	82
- altre	441	607
	9.011	**8.490**
Imposte sul reddito anticipate:		
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(2.332)	(1.840)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.873)	(1.837)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.116)	(1.502)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(892)	(843)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(220)	(559)
- ammortamenti non deducibili	(353)	(383)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(258)	(337)
- rivalutazioni e riprese di valore delle immobilizzazioni	(31)	(14)
- altre	(306)	(438)
	(7.381)	**(7.753)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.259	3.323
	(4.122)	**(4.430)**
Passività nette per imposte differite	**4.889**	**4.060**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.259 e 3.323 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

Acquisizione Lasmo Plc

Il 2 febbraio 2001 Eni ha completato l'acquisto delle azioni della Lasmo Plc per un importo complessivo di 4.381 milioni di euro oltre all'acquisizione del debito finanziario netto di 972 milioni di euro. Prima dell'acquisizione Lasmo Plc era una società indipendente con sede nel Regno Unito operante nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi con attività principalmente nel Mare del Nord, Indonesia, Venezuela, Pakistan, Libia e Algeria. La Lasmo Plc è stata acquisita per rafforzare ulteriormente la posizione dell'Eni in due delle sue aree geografiche più importanti, Nord Africa e Mare del Nord, per entrare nel mercato del gas in Asia e per avere una presenza operativa in Venezuela. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo di acquisto e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato.

(milioni di €)	
Prezzo pagato per il capitale azionario	4.336
Costi sostenuti per l'acquisizione	45
	4.381
Indebitamento finanziario netto acquisito	972
Totale prezzo di acquisto	**5.353**
Allocazione del prezzo di acquisto:	
- valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali acquisite	6.068
- differenza da consolidamento	858
- imposte differite nette	(1.448)
- altre attività e passività	(125)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	**5.353**

Le imposte differite nette di 1.448 milioni di euro includono l'effetto fiscale differito tra il valore di mercato delle attività e passività acquisite e l'equivalente valore fiscale. La differenza da consolidamento riconosciuta ai fini U.S. GAAP di 858 milioni di euro è superiore di 557 milioni di euro rispetto a quella riconosciuta ai fini del bilancio italiano a seguito delle maggiori passività per imposte differite e alla capitalizzazione dei costi di ristrutturazione. L'effetto relativo all'ammortamento del maggior valore della differenza da consolidamento è stato inserito nella nota c) alla voce "Rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello sforzo coronato da successo".

Gli effetti dell'acquisizione della Lasmo Plc sui risultati economici dell'Eni non sono significativi.

Partecipazioni

Il valore netto delle partecipazioni di 3.767 e di 3.900 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002 comprende la Società Italiana per il Gas pA e la Saipem SpA, quotate nella Borsa italiana, che sono incluse nell'area di consolidamento ai fini del bilancio Italian GAAP e sono valutate con il criterio del patrimonio netto ai fini del bilancio U.S. GAAP; di seguito sono riportati il valore del patrimonio netto e il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	**Equity ratio** (%)	**Valore del PN** (milioni di euro)	**Prezzo delle azioni** (euro)	**Valore del PN Eni** (milioni di euro)	**Valore di mercato** (milioni di euro)
31 dicembre 2002						
Società Italiana per il Gas pA	153.236.124	43,97	1.456	12,96	640	1.986
Saipem SpA	189.423.307	43,00	1.236	6,35	531	1.203
					1.171	**3.189**
31 dicembre 2001						
Società Italiana per il Gas pA	142.538.826	40,90	1.635	10,53	669	1.501
Saipem SpA	189.206.919	43,00	1.060	5,49	456	1.039
					1.125	**2.540**

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94-6 "Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties".

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria e Gabon), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei terri-

tori dell'ex Unione Sovietica, (principalmente Kazakhstan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia, Pakistan e Cina). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing dell'Eni e circa il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power dell'Eni.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione delle norme contenute nel D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: l'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Circa l'80% del fabbisogno totale di gas naturale della distribuzione primaria è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di take-or-pay e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 3.700 chilometri nella quale l'Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata dall'Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 59,76%), società quotata presso la borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. L'Eni è presente nel settore delle aziende di distribuzione locale di gas – che svolgono attività di vendita al dettaglio di gas naturale alle utenze civili e commerciali in ambito urbano – attraverso l'Italgas, maggiore società italiana del settore, della quale l'Eni detiene il 98,285% del capitale sociale a seguito dell'offerta pubblica di acquisto lanciata sulle azioni Italgas nel dicembre 2002 e chiusa nel gennaio 2003. È in corso lo squeeze out degli azionisti residui di Italgas. L'Eni opera nella distribuzione locale di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si ridurrà di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali suddette sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

L'Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di circa 1.000 megawatt presso le centrali di Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna e Brindisi e una produzione di circa 5 mila gigawattora, di cui circa il 30% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: l'Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America) attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 60% dal settore Exploration & Production dell'Eni e per il residuo 40% dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (12%). Circa il 45% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), che possiedono i business petrolchimici fondamentali dell'Eni, e l'EniChem SpA, che possiede le attività petrolchimiche residuali, l'Eni opera nella filiera olefine, aromatici, intermedi, stirenici ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 50% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing dell'Eni.

INGEGNERIA E SERVIZI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la borsa italiana, e le sue controllate, l'Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, l'Eni è uno dei maggiori operatori mondiali nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e petrolchimica. Circa il 13% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2002 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio in conformità ai principi contabili italiani e l'adeguamento agli U.S. GAAP impongono agli amministratori di effettuare stime e ipotesi che influiscono sul valore di bilancio delle attività e passività, sulle informazioni delle passività potenziali alla data di bilancio e sui ricavi e i costi dell'esercizio. I risultati effettivi potranno essere diversi da quelli stimati.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2001, nell'aprile e nel giugno 2002 il Financial Accounting Standard Board ha emanato, rispettivamente, i principi n. 143 "Accounting for asset retirement obligation" (SFAS 143), n. 145 "Rescission of FASB Statement n. 4, 44, and 64, amendment of FASB Statement n. 13, and technical corrections" (SFAS 145) e n. 146 "Accounting for cost associated with exit and disposal activities" (SFAS 146).

Lo SFAS 143 definisce i criteri di valutazione e rilevazione delle passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali, da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione iniziale del valore di mercato della passività. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dal 2003.

Lo SFAS 145 sostituisce lo SFAS 4 "Reporting gains and losses from extinguishment of debt", lo SFAS 44 "Accounting for intangible assets of motor carriers" e lo SFAS 64 "Extinguishment of debt made to satisfy sinking-fund requirements" e stabilisce che i proventi e oneri derivanti dall'estinzione di debiti sono classificati tra le componenti straordinarie esclusivamente se non usuali e non ricorrenti. Il principio, inoltre, modifica le disposizioni dello SFAS 13 "Accounting for leases" stabilendo che le trasformazioni dei leasing finanziari in leasing operativi, poste in essere successivamente al 15 maggio 2002, sono rilevate secondo le disposizioni definite per le operazioni di leaseback; l'applicazione di questa modifica non ha prodotto effetti. Le restanti parti del documento saranno in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 maggio 2002, pertanto, per l'Eni saranno applicate a partire dal 2003.

Lo SFAS 146, che sostituisce l'Emerging Issues Task Force (EITF) Issue n. 94-3 "Liability recognition for certain employee termination benefits and other cost to exit an activity (including certain costs incurred in a restructuring)", definisce i criteri di valutazione e rilevazione dei costi associati all'uscita o eliminazione di attività, comprese le ristrutturazioni, stabilendo la rilevazione delle relative passività esclusivamente in presenza di obbligazioni attuali, vincolanti per l'impresa. La valutazione iniziale delle passività avviene al valore di mercato adeguato, nei periodi successivi, per recepire le revisioni di stima e l'incremento derivanti dal trascorrere del tempo. Questo documento sarà in vigore a partire dalle operazioni poste in essere successivamente alla data del 31 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dal 2003.

Nel novembre 2002, il FASB ha emesso l'interpretazione n. 45 *"Guarantor's Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others"* (FIN 45) che definisce i criteri di rilevazione delle garanzie emesse o modificate successivamente alla data del 31 dicembre 2002.

Nel gennaio 2003 il FASB ha emesso l'interpretazione n. 46 *"Consolidation of Variable Interest Entities"* (FIN 46) che modifica le disposizioni dell'Accounting Research Bulletin n. 51 *"Consolidated Financial Statements"* definendo le fattispecie in cui è previsto il consolidamento delle imprese a interesse variabile (cd. variable interest entity). Le variable interest entity sono imprese in cui un'altra ha un rapporto partecipativo, contrattuale o finanziario variabile al variare del valore dell'attivo netto. Le disposizioni della FIN 46 sono applicabili immediatamente alle variable interest entity costituite successivamente al 31 gennaio 2002; per le variable interest entity esistenti al 31 gennaio 2002 e che soddisfano le condizioni previste dalla FIN 46, il consolidamento è previsto a partire dal primo bilancio annuale o infrannuale che inizia dopo il 15 giugno 2003 (per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2004).

L'Eni sta analizzando i principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2001						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	7.645	7.624	6.723	7.986	5.382	35.360
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		672	238	811	1.913	3.634
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	295	56	191	52	47	641
Immobilizzazioni in corso	845	508	501	225	1.718	3.797
Costi capitalizzati lordi	**8.785**	**8.860**	**7.653**	**9.074**	**9.060**	**43.432**
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.109)	(4.333)	(4.378)	(3.612)	(1.894)	(19.326)
Costi capitalizzati netti [a]	**3.676**	**4.527**	**3.275**	**5.462**	**7.166**	**24.106**
31.12.2002						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	8.030	6.782	6.377	8.112	5.638	34.939
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		527	130	684	1.593	2.934
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	251	43	174	49	51	568
Immobilizzazioni in corso	773	889	795	147	1.958	4.562
Costi capitalizzati lordi	**9.054**	**8.241**	**7.476**	**8.992**	**9.240**	**43.003**
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.427)	(4.090)	(4.048)	(4.192)	(2.262)	(20.019)
Costi capitalizzati netti [a]	**3.627**	**4.151**	**3.428**	**4.800**	**6.978**	**22.984**

(a) Importo al netto di "assets non oil" per 50 milioni di euro nel 2001 e 73 milioni di euro nel 2002.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2000						
Acquisizioni di riserve certe		8	32	443	880	1.363
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca	155	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo [a]	567	415	372	346	617	2.317
Totale costi sostenuti [b]	**722**	**604**	**589**	**942**	**1.972**	**4.829**
2001						
Acquisizioni di riserve certe [c1]	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [c2]		438		495	704	1.637
Costi di ricerca [c3]	89	139	97	166	598	1.089
Costi di sviluppo [a]	600	498	698	328	1.337	3.461
Totale costi sostenuti [b]	**703**	**1.578**	**795**	**2.400**	**3.893**	**9.369**
2002						
Acquisizioni di riserve certe				104	24	128
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				22	167	189
Costi di ricerca	69	116	203	84	430	902
Costi di sviluppo [a]	440	724	986	316	1.622	4.088
Totale costi sostenuti	**509**	**840**	**1.189**	**526**	**2.243**	**5.307**

(a) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 94, 71 e 57 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 2000, 2001 e 2002 e beni patrimoniali per 98 e 48 milioni di euro per gli esercizi 2000 e 2001.

(b) Include il costo di acquisizione esposto al netto delle corrispondenti imposte differite per 165 milioni di euro nell'esercizio 2000 (British-Borneo Plc) e 974 milioni di euro nell'esercizio 2001 (Lasmo Plc).

(c1) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 3.115 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 503, Mare del Nord 1.371, Resto del mondo 1.241.

(c2) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 1.637 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 438, Mare del Nord 495, Resto del mondo 704.

(c3) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 332 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 13, Mare del Nord 81, Resto del mondo 238.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni. Le relative imposte sul reddito sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2000						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.336	1.748	2.114	1.205	531	8.934
- vendite a terzi	136	1.134	190	373	660	2.493
Totale ricavi	**3.472**	**2.882**	**2.304**	**1.578**	**1.191**	**11.427**
Costi di produzione	(399)	(459)	(517)	(238)	(125)	(1.738)
Costi di ricerca	(192)	(84)	(60)	(45)	(180)	(561)
Ammortamenti e svalutazioni	(407)	(393)	(327)	(358)	(375)	(1.860)
Altri (oneri) proventi	(30)	(196)	(132)	(55)	(117)	(530)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.444**	**1.750**	1.268	**882**	**394**	**6.738**
Imposte sul reddito	(986)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.098)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.458	**873**	**590**	**403**	**316**	**3.640**
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.807	1.265	322	7.994
- vendite a terzi	140	1.181	169	1.250	1.271	4.011
Totale ricavi	**3.300**	**2.621**	**1.976**	**2.515**	**1.593**	**12.005**
Costi di produzione	(479)	(461)	(477)	(522)	(306)	(2.245)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(51)	(326)	(628)
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(417)	(315)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(79)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [a]	**2.183**	**1.510**	**985**	**1.159**	**135**	**5.972**
Imposte sul reddito	(877)	(605)	(628)	(672)	(136)	(2.918)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.306	**905**	**357**	**487**	(1)	3.054
2002						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.871	1.673	1.856	1.748	281	8.429
- vendite a terzi	253	1.226	186	695	1.414	3.774
Totale ricavi	**3.124**	**2.899**	**2.042**	**2.443**	**1.695**	**12.203**
Costi di produzione	(356)	(462)	(527)	(510)	(284)	(2.139)
Costi di ricerca	(80)	(71)	(116)	(117)	(294)	(678)
Ammortamenti e svalutazioni [b]	(528)	(532)	(390)	(863)	(758)	(3.071)
Altri (oneri) proventi	(258)	(186)	(122)	(47)	(183)	(796)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [a]	**1.902**	**1.648**	**887**	**906**	**176**	**5.519**
Imposte sul reddito	(751)	(852)	(578)	(445)	(83)	(2.709)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.151**	**796**	**309**	**461**	**93**	**2.810**

(a) Il risultato operativo dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi include i ricavi e i costi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base delle delibere n. 26/2002 del 27 febbraio 2002 e n. 49/2002 del 26 marzo 2002 emesse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
(b) Include svalutazioni di asset per 227 milioni di euro.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per il loro ricompletamento.

Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altre tecniche di recupero, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate o certe non sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la risposta della produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere ottenuto.

Le definizioni utilizzate dall'Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate della "U.S. Securities and Exchange Commission". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1999, 2000, 2001 e 2002 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni "Production Sharing Agreement" (PSA). Le valutazioni delle riserve potrebbero, conseguentemente, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Nei Paesi in cui Eni opera con PSA, le riserve certe sono rappresentate in funzione della quota di partecipazione dell'Eni (calcolato sulla base delle regole contrattuali del PSA) sulle quantità di riserve di petrolio e gas stimate come recuperabili negli anni futuri. Le quantità delle riserve destinate all'Eni sono stimate in funzione dei costi da recuperare, delle imposte dovute dall'Eni ma pagate da terzi per suo conto e della quota di diritto dell'Eni restante dopo il recupero dei costi.

Le riserve comprendono i volumi di gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 2000, 2001 e 2002.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	**328**	**1.071**	**900**	**417**	**421**	**3.137**
Acquisizioni		3	12	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	59	36	166	290
Miglioramenti di recupero		2	9			11
Estensioni e nuove scoperte	9	6	32	1	17	65
Produzione	(28)	(84)	(78)	(45)	(39)	(274)
Cessioni		(1)				(1)
Riserve al 31.12.2000 [1]	**296**	**1.039**	**934**	**455**	**698**	**3.422**
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	29	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	24	70
Produzione	(25)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(5)
Riserve al 31.12.2001	**309**	**1.171**	**976**	**552**	**940**	**3.948**
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	**255**	**1.072**	**1.022**	**498**	**936**	**3.783**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750
Riserve al 31.12.2000 [1]	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						56

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	**182.339**	**127.528**	**27.305**	**37.694**	**12.072**	**386.938**
Acquisizioni				5.531	4.249	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.435	7.242	(551)	(654)	10.722	21.194
Miglioramenti di recupero		50				50
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		218	8.489	25.297
Produzione	(14.450)	(4.383)	(641)	(2.646)	(2.828)	(24.948)
Cessioni	(6)					(6)
Riserve al 31.12.2000 (1)	**173.451**	**145.894**	**26.113**	**40.143**	**32.704**	**418.305**
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.939	45.605
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	355	4.190	23.580	42.338
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.869	18	497	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(5.179)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(114)		(114)
Riserve al 31.12.2001	**159.716**	**155.987**	**26.210**	**53.567**	**87.942**	**483.422**
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	**149.929**	**157.531**	**43.414**	**53.767**	**122.861**	**527.502**

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135
Riserve al 31.12.2000 (1)	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 1999, 2000, 2001 e 2002 comprendono, rispettivamente, 21.399, 22.183, 20.618 e 22.065 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2000, 2001 e 2002 includono i pagamenti annuali che la divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso: (i) l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio; (ii) gas acquistato.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopracitate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del "Statement of Financial Accounting Standard n. 69". Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe dell'Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2000						
Entrate di cassa future	50.505	39.551	22.057	16.761	17.778	146.652
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.875)	(3.349)	(2.999)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.310)	(4.981)	(2.708)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**41.885**	**24.800**	**13.474**	**12.552**	**12.275**	**104.986**
Imposte sul reddito future	(15.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**26.258**	**13.276**	**5.536**	**6.187**	**9.440**	**60.697**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.867)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**14.055**	**6.130**	**3.166**	**4.320**	**5.030**	**32.701**
Quota Eni del valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri detenuto tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						1.058
31.12.2001						
Entrate di cassa future [a]	32.310	37.780	20.154	17.444	20.715	128.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(5.779)	(4.466)	(5.073)	(31.603)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.593)	(2.607)	(15.255)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.389**	**21.555**	**11.181**	**11.385**	**13.035**	**81.545**
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.471**	**12.297**	**4.807**	**5.801**	**9.916**	**48.292**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.925)	(6.612)	(1.992)	(1.611)	(4.381)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.546**	**5.685**	**2.815**	**4.190**	**5.535**	**26.771**
31.12.2002						
Entrate di cassa future [a]	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**25.687**	**27.563**	**19.741**	**13.374**	**19.731**	**106.096**
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**16.802**	**15.399**	**8.421**	**5.776**	**14.138**	**60.536**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.331**	**7.988**	**4.887**	**4.199**	**8.075**	**34.480**

(a) La voce "Entrate di cassa future" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base delle delibere n. 26/2002 del 27 febbraio 2002 e n. 49/2002 del 26 marzo 2002 emesse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2000, 2001 e 2002.

(milioni di €)	**2000**	**2001**	**2002**
Valore all'inizio dell'esercizio	**22.753**	**32.701**	**26.771**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.689)	(9.760)	(10.064)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	11.889	(16.754)	18.936
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.623	1.027	1.810
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.061)	(2.527)	(2.697)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.125	3.342	4.287
- revisioni delle quantità stimate	2.736	3.397	1.715
- effetto dell'attualizzazione	4.226	5.628	4.279
- variazione netta delle imposte sul reddito	(4.102)	5.618	(9.318)
- acquisizioni di riserve	3.052	4.443	387
- cessioni di riserve	(7)	(34)	(646)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(844)	(310)	(980)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**9.948**	**(5.930)**	**7.709**
Valore alla fine dell'esercizio	**32.701**	**26.771**	**34.480**

relazione della società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2002. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonchè la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Snam Rete Gas SpA, Gruppo Italgas, Gruppo Saipem ed Eni Portugal Investment SpA), che rappresentano circa il 23 per cento delle attività consolidate e circa il 17 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (18 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2000. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 19 aprile 2002. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2000, si fa riferimento alla relazione emessa da altro revisore in data 6 aprile 2001.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2002 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 29 aprile 2003

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

Signori Azionisti,

il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione è caratterizzato dalla fusione per incorporazione con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2002 dell'AgipPetroli SpA (AgipPetroli), della Snam SpA (Snam) e della Somicem SpA (Somicem) nonché della Mixoil SpA (Mixoil) da parte dell'AgipPetroli; le notizie sulle incorporazioni sono indicate nella nota integrativa.

L'Eni, trasformatasi in compagnia operativa, è organizzata in tre Divisioni: Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing (nel seguito anche E&P, G&P e R&M). Le strutture centrali della Corporate assicurano le funzioni di indirizzo e di coordinamento strategico delle aree di business del Gruppo.

andamento operativo

■ Divisione Exploration & Production

☐ Riserve di idrocarburi

Al 31 dicembre 2002 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni sono di 1.042 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 95 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2001, pari all'8,4%.

	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Gas naturale (milioni di boe) (1)	853	788	(65)	(7,6)
Petrolio e condensati (milioni di barili)	284	254	(30)	(10,6)
Idrocarburi (milioni di boe)	**1.137**	**1.042**	**(95)**	**(8,4)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 65 milioni di boe deriva dagli effetti della produzione dell'anno (81 milioni di boe), in parte compensati dalle nuove scoperte dei campi di Agosta e Panda e dalle estensioni dei campi di Bonaccia Est e Val d'Agri.

La diminuzione delle riserve di petrolio e condensati di 30 milioni di barili deriva dalla cessione alla TotalFinaElf Italia SpA della quota (25%) del giacimento di Tempa Rossa nella concessione Gorgoglione (37 milioni di barili) e dagli effetti

della produzione dell'anno (31 milioni di barili), in parte compensati dall'acquisizione delle riserve dell'incorporata Somicem (25 milioni di barili), dalle estensioni dei campi della Val d'Agri (11 milioni di barili) e dalle revisioni di precedenti stime nei campi di Aquila, Miglianico, Pisticci e Rospo (2 milioni di barili).

☐ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2002 il portafoglio minerario dell'Eni sul territorio nazionale consisteva in 92 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 24.798 chilometri quadrati (29.947 al 31 dicembre 2001) e 135 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.685 chilometri quadrati (12.700 al 31 dicembre 2001). Nel 2002 sono stati ottenuti 4 nuovi titoli minerari relativi a 3 permessi di ricerca e a una concessione di coltivazione ed è stata ceduta la quota di partecipazione del 25% posseduta nel giacimento di Tempa Rossa nella concessione Gorgoglione.

☐ Produzioni

Nel 2002 la produzione di idrocarburi è stata di 112,5 milioni di boe (108,6 nel 2001), con una produzione media giornaliera di 308.318 boe (297.500 nel 2001).

La produzione di gas naturale (81,2 milioni di boe) è diminuita di 3,3 milioni di boe, pari al 3,9%, a seguito del declino produttivo di alcuni campi dell'offshore adriatico (Porto Garibaldi/Agostino, Luna, Angela/Angelina).

La produzione di petrolio e condensati (31,3 milioni di barili) è aumentata di 7,2 milioni di barili, pari a circa il 30%, a seguito degli incrementi di produzione di 8,6 milioni di boe realizzati in Val d'Agri, in parte compensati dai declini produttivi di Villafortuna/Trecate e Aquila.

Il 31 gennaio 2003, la Corte di Cassazione ha confermato il provvedimento di sequestro preventivo da parte del Tribunale di Rovigo della piattaforma "Naomi Pandora" e relativi pozzi di produzione, al largo delle coste del Polesine, con conseguente fermata della produzione (circa 2.400 boe/giorno).

■ Divisione Gas & Power

☐ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2002 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 62,33 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale, che hanno rappresentato il 20% del totale approvvigionato (23,3% nel 2001), sono diminuiti di circa 2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 14,4%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero, che hanno rappresentato il 79,7% del totale (76,6% nel 2001), sono aumentati di 1,87 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 3,9%, in particolare per i maggiori acquisti dalla Norvegia (3,73 miliardi di metri cubi) e dai Paesi Bassi (0,55 miliardi di metri cubi) a seguito dell'avvio nell'ottobre 2001 dell'esecuzione dei contratti stipulati nel 1997 con fornitori norvegesi e olandesi (rispettivamente circa 6 e 4 miliardi di metri cubi/anno a regime). I contratti con i fornitori norvegesi sono entrati a regime nel 2002; quello con i fornitori olandesi entrerà a regime nel 2003. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione degli approvvigionamenti dall'Algeria (2,04 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (0,89 miliardi di metri cubi).

Nell'anno sono stati immessi nel sistema di stoccaggio dell'Eni 1,43 miliardi di metri cubi.

(miliardi di metri cubi)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	14,55	12,46	(2,09)	(14,4)
Acquisti Italia	0,07	0,21	0,14	200,0
Italia	**14,62**	**12,67**	**(1,95)**	**(13,3)**
Algeria	18,39	16,35	(2,04)	(11,1)
Algeria GNL	1,79	1,92	0,13	7,3
Russia	19,51	18,62	(0,89)	(4,6)
Paesi Bassi	7,00	7,55	0,55	7,9
Norvegia	1,10	4,83	3,73	339,1
Inghilterra		0,09	0,09	..
Qatar GNL		0,24	0,24	..
Oman GNL		0,06	0,06	..
Estero	**47,79**	**49,66**	**1,87**	**3,9**
Totale approvvigionamenti	**62,41**	**62,33**	**(0,08)**	**(0,1)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,13	(1,43)	(1,56)	..
Consumi interni	(0,58)	(0,14)	0,44	(75,9)
Disponibilità per le vendite	**61,96**	**60,76**	**(1,20)**	**(1,9)**

Nel marzo 2002 è stato firmato con la Nigeria LNG Limited il contratto della durata ventennale e con avvio nel 2005 per la fornitura di volumi di GNL equivalenti, a regime, a 1,5 miliardi/anno di metri cubi di gas naturale destinati al mercato iberico.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti (aziende distributrici)	30,83	25,14	(5,69)	(18,5)
Clienti finali:	28,06	27,42	(0,64)	(2,3)
- Industriali	15,25	14,33	(0,92)	(6,0)
- Termoelettrico	12,81	13,09	0,28	2,2
Italia	**58,89**	**52,56**	**(6,33)**	**(10,7)**
Europa	**3,07**	**8,20**	**5,13**	**167,1**
	61,96	**60,76**	**(1,20)**	**(1,9)**

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2002 le vendite di gas naturale (60,76 miliardi di metri cubi) diminuiscono di 1,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari all'1,9%, a seguito della flessione registrata in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, la diminuzione delle vendite di gas in Italia è dovuta essenzialmente alla flessione nel segmento grossisti (5,69 miliardi di metri cubi, pari al 18,5%) a seguito del progressivo adeguamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000[1], del processo di concentrazione in atto nel settore e del clima mite registrato nei mesi di novembre e dicembre. Anche il segmento industriale ha registrato una diminuzione (0,92 miliardi di metri cubi, pari al

6,0%) dovuta all'effetto congiunturale e alle interruzioni di forniture interrompibili attivate in conseguenza delle rigide condizioni climatiche di inizio anno. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite al segmento termoelettrico (0,28 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%) dovute alle nuove forniture a centrali del segmento, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle minori vendite causate da interruzioni delle forniture ai clienti con contratti interrompibili.

Le maggiori vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%) sono dovute alla progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con operatori del settore (Plurigas, Edison, Dalmine e Cir Energia) e alla prima fornitura di gas naturale liquefatto alla società spagnola Iberdrola (0,37 miliardi di metri cubi) in esecuzione del contratto di lungo termine firmato nel 2000.

Nell'ambito della politica di "centralità del cliente", è stata seguita una strategia di marketing volta a incrementare le offerte qualificate di servizi di tipo "modulare" che consentono di cogliere le diverse esigenze dei singoli clienti. È stata rafforzata la relazione con il cliente attraverso una strategia multicanale che spazia dalla forza vendita dedicata alla relazione commerciale con il cliente al contact center, per approdare sul web con servizi dedicati. È stato avviato inoltre il progetto per la realizzazione del Relationship Portal dedicato ai clienti che sarà lanciato nei primi mesi del 2003.

Particolare attenzione è stata posta al settore metano per autotrazione al quale nel 2002 sono stati venduti 400 milioni di metri cubi (inseriti nella voce grossisti). È stata ampliata la rete distributiva con l'apertura di 29 nuovi punti vendita e sono stati avviati i primi contatti operativi conseguenti all'attuazione dell'accordo di programma tra Fiat, Ministero dell'ambiente e Unione Petrolifera che hanno permesso di delineare i piani di attuazione per lo sviluppo della rete di punti vendita nelle città di Padova, Palermo, Torino e Milano (al 31 dicembre 2002 avevano aderito all'iniziativa, ulteriori 23 città tra le quali, Roma, Napoli, Firenze, Bari, Brescia, Genova, Reggio Emilia e Livorno e altri 6 capoluoghi di Provincia). Sono inoltre proseguiti i contatti con le principali compagnie petrolifere finalizzati alla realizzazione di piani di sviluppo di impianti metano per autotrazione su tutto il territorio nazionale ed è iniziata la commercializzazione dei servizi di consulenza tecnico-specialistica alla clientela del settore.

■ Divisione Refining & Marketing

❑ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2002 sono state acquistate 57 milioni di tonnellate di petrolio (56 nel 2001), di cui 33 dal settore Exploration & Production[2], 17 dai paesi produttori con contratti a termine e 7 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Settentrionale, 24% dall'Africa Occidentale, 18% dal Mare del Nord, 13% dal Medio Oriente, 9% dai Paesi dell'ex Unione Sovietica, 8% dall'Italia e 4% da altre aree. Sono state commercializzate 28 milioni di tonnellate di petrolio, con un incremento di 4 milioni di tonnellate rispetto al 2001, pari al 17%. Sono stati inoltre acquistati 5,06 milioni di tonnellate di semilavorati (4,18 nel 2001) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 9,08 milioni di tonnellate di prodotti (7,59 nel 2001) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (6,29 milioni di tonnellate), e alla vendita sui mercati esteri (2,79 milioni di tonnellate).

Approvvigionamento di greggio

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2001	2002	assoluta	%
Produzione Eni estero	25,17	28,74	3,57	14,2
Produzione Eni nazionale	3,50	4,40	0,90	25,7
Totale produzione Eni	28,67	33,14	4,47	15,6
Acquisti spot	14,51	6,84	(7,67)	(52,9)
Contratti a termine	13,31	17,05	3,74	28,1
Acquisti da altre società/Divisioni dell'Eni	0	0,16	0,16	..
	56,49	**57,19**	**0,70**	**1,2**

(2) La Divisione Refining & Marketing acquista l'intera produzione di greggi del serrore Exploration & Production, a eccezione di un milione di tonnellate che Agip Deutschland (100% Eni) acquisra direttamente dal settore Exploration & Production, e cede sul mercato i greggi che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

☐ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 22 navi noleggiate a tempo da armatori terzi, 4 di proprietà Eni e 547 contratti spot. L'attività ha riguardato 24,6 milioni di tonnellate di petrolio (5,6 per conto terzi) e 16,8 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi (5,2 per conto terzi), con un aumento del 6% rispetto al 2001, connesso ai trasporti di prodotti destinati al sistema interno.

La flotta Eni al 31 dicembre 2002 è composta da 4 unità (2 petroliere Suezmax per il trasporto di greggio e 2 porta-prodotti petroliferi), con una portata lorda complessiva di 346 mila tonnellate. In particolare le due petroliere Suezmax Eco Europa ed Eco Africa, costruite nel 1994, sono a doppio scafo; le due porta-prodotti Agip Napoli e Agip Palermo, costruite rispettivamente nel 1982 e nel 1983, sono a scafo semplice SBT/PL (Segregated Ballast Tanks/Protective Location).

Il 25 ottobre 2002 è stato pubblicato il bando di vendita dell'intera flotta; è in corso la fase della due diligence da parte dei potenziali acquirenti.

☐ Raffinazione

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia (34,48 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,23 milioni di tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente della riduzione della capacità di raffinazione per la cessione alla Tamoil, effettuata nel 2001, di quote di capacità (1 milione di tonnellate; 1,6 milioni a regime) e per il perfezionamento nel 2002 degli accordi con la Erg per la cessione della raffineria di Priolo[3] (circa 1,3 milioni di tonnellate; 7,5 milioni a regime nel 2006). L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 99%, con un aumento di 2 punti percentuali rispetto al 2001 dovuto essenzialmente al migliore bilanciamento tra la capacità di raffinazione e la domanda del mercato. Il 39,4% del petrolio lavorato (11,5 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (30,1% nel 2001).

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, la raffineria di Gela è stata conferita nel dicembre 2002 alla Raffineria di Gela Srl (100% Eni).

Disponibilità di prodotti petroliferi

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2001	2002	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,24	30,09	(2,15)	(6,7)
Lavorazioni in conto terzi	(1,45)	(2,00)	(0,55)	37,9
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	5,92	6,39	0,47	7,9
Consumi e perdite	(1,95)	(1,91)	0,04	(2,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**34,76**	**32,57**	**(2,19)**	**(6,3)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	4,92	5,94	1,02	20,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,92)	(5,56)	(0,64)	13,0
Prodotti venduti in Italia	**34,76**	**32,95**	**(1,81)**	**(5,2)**

(1) Include le lavorazioni sulla raffineria di Milazzo.

(3) L'illustrazione degli accordi è indicata nell'"Andamento operativo - Refining & Marketing - Raffinazione" della relazione sulla gesrione al bilancio consolidato.

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Benzine	8,57	8,43	(0,14)	(1,6)
Gasolio	13,59	12,72	(0,87)	(6,4)
Cherosene	1,74	1,63	(0,11)	(6,3)
Olio combustibile	4,71	4,48	(0,23)	(4,9)
Basi lubrificanti	0,58	0,65	0,07	12,1
GPL	0,66	0,61	(0,05)	(7,6)
Virgin Nafta	1,77	1,50	(0,27)	(15,3)
Altri	3,14	2,55	(0,59)	(18,8)
Totale	**34,76**	**32,57**	**(2,19)**	**(6,3)**

☐ Scorte

L'Eni possiede 7,2 milioni di tonnellate di scorte di prodotti petroliferi, di cui circa 5,1 sono a fronte dell'obbligo imposto dal Ministero delle attività produttive che, in linea con la normativa europea (direttiva 98/1993/CE), impone un livello minimo di giacenze di prodotti petroliferi pari a 90 giorni di immissione al consumo, al netto della produzione di prodotti petroliferi derivante da petrolio nazionale. Allo scopo di rispettare l'accordo con l'Agenzia Internazionale dell'Energia (legge 7 novembre 1997, n. 883), il Ministro delle attività produttive ha emanato il Decreto 31 gennaio 2001, n. 22 che aumenta le scorte d'obbligo del 10% (da raggiungere in quattro anni). Il provvedimento determina un incremento delle "scorte d'obbligo" dell'Eni di circa 700 mila tonnellate, di cui 170 mila nel 2002.

☐ Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (41,30 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,34 milioni di tonnellate, pari al 3,1%, a seguito essenzialmente della riduzione registrata nei mercati rete ed extrarete in Italia (1,67 milioni di tonnellate).

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	11,64	10,00	(1,64)	(14,1)
Extrarete	8,64	8,61	(0,03)	(0,3)
	20,28	**18,61**	**(1,67)**	**(8,2)**
Petrolchimica	4,23	3,82	(0,41)	(9,7)
Altre vendite [1]	6,59	6,77	0,18	2,7
Vendite ad altre società/divisioni dell'Eni in Italia	3,66	3,75	0,09	2,5
Vendite in Italia	**34,76**	**32,95**	**(1,81)**	**(5,2)**
Vendite a terzi estero	5,15	6,01	0,86	16,7
Vendite ad altre società/divisioni dell'Eni all'estero	2,73	2,34	(0,39)	(14,3)
Vendite in Italia e all'estero	**42,64**	**41,30**	**(1,34)**	**(3,14)**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Vendite rete Italia

Nel maggio 2002 è divenuta operativa la nuova società Italiana Petroli Srl (IP) alla quale è stato conferito il ramo d'azienda costituito da circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e 17 impianti in concessione autostradale. Gli impianti conferiti hanno un erogato medio più contenuto rispetto agli standard europei, ma si caratterizzano per la presenza capillare sul territorio e la focalizzazione sulle comunità locali.

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Agip in Italia (10 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,64 milioni di tonnellate, pari al 14%, a seguito essenzialmente della riduzione delle stazioni di servizio. La quota di mercato è dimi-

nuita di 6,1 punti percentuali, passando dal 39,7% al 33,6%; l'erogato medio è aumentato del 17% (da 1.643 a 1.922 mila litri).

Al 31 dicembre 2002 la rete di distribuzione era costituita da 4.720 stazioni di servizio (di cui circa il 78% di proprietà), con una riduzione di 3.631 unità rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta: (i) al conferimento alla IP; (ii) alle chiusure (549 unità) e alle cessioni ad altre compagnie petrolifere (246 unità); (iii) alla risoluzione di contratti di convenzionamento (51 unità). Queste riduzioni sono state in parte compensate dall'acquisizione di 135 nuovi contratti di convenzionamento e dall'apertura di 51 nuove stazioni di servizio. Nel 2002 sono stati definiti accordi per la cessione di circa 330 stazioni di servizio, il cui perfezionamento avverrà nel 2003.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente, è continuato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 2002 circa il 94% delle stazioni di servizio erano dotate del sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali (60% al 31 dicembre 2001).

Il 1° marzo è stata lanciata la campagna promozionale "Alta Fedeltà 2002" che riconosce agli automobilisti titolari della card dedicata all'iniziativa che effettuano i rifornimenti presso le isole "Fai da te" sconti cumulativi la cui entità è proporzionale ai volumi acquistati. L'iniziativa è stata accolta positivamente dai consumatori con oltre 2,5 milioni di carte attive e un'ulteriore spinta all'uso della modalità "Fai da te".

A novembre è stata avviata la commercializzazione in Italia sulla rete a marchio Agip del nuovo gasolio a basso impatto ambientale "BluDiesel" che, limitando il contenuto di zolfo a 10 parti per milione (10 mg/kg), anticipa di sette anni la normativa europea. "BluDiesel" è stato studiato anche per una maggiore pulizia e protezione del sistema di alimentazione e di iniezione delle autovetture, nonché per una migliore combustione e partenze più pronte anche a basse temperature. A fine anno, 1.500 stazioni di servizio erano dotate del nuovo prodotto che ha riscosso il gradimento della clientela su tutto il territorio nazionale con vendite che hanno raggiunto le 35 mila tonnellate. Sugli impianti di rete ordinaria nei quali è stata attivata la distribuzione del "BluDiesel" è stata raggiunta una copertura media del 20-25% del gasolio erogato con punte del 50%.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Benzina	6,53	5,27	(1,26)	(19,3)
Gasolio	4,74	4,41	(0,33)	(7,0)
GPL	0,35	0,30	(0,05)	(14,3)
Lubrificanti	0,02	0,02	0,00	0,0
Totale	**11,64**	**10,00**	**(1,64)**	**(14,1)**
Numero punti vendita	8.351	4.720	(3.631)	(43,5)

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2002 è stato concluso il processo di riassetto del mercato extrarete attraverso la concentrazione del business, con effetto dal 1° gennaio 2003, all'interno di un'unica realtà aziendale (Atriplex Srl) che vede integrati in un'unica struttura commerciale i segmenti di mercato dei grandi e piccoli rivenditori e dei consumatori. La Divisione Refining & Marketing continuerà a fornire alcuni grandi clienti integrati con la produzione e a gestire l'attività GPL, lubrificanti e prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (8,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di 30 mila tonnellate rispetto al 2001 a seguito essenzialmente delle minori vendite di gasolio per riscaldamento. La quota di mercato è diminuita di 0,3 punti percentuali, passando dal 19,7% al 19,4%.

Le vendite alla Petrolchimica Italia (3,82 milioni di tonnellate) sono diminuite di 410 mila tonnellate, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente delle minori disponibilità di prodotti specifici da produzione di raffineria (conferimento raffineria di Priolo e fermate nella raffineria di Gela); le altre vendite (6,77 milioni di tonnellate) sono aumentate di 180 mila tonnellate, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di carburanti per navi.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione assoluta	Variazione %
Divisione Exploration & Production	655 (1)	508	(147)	(20,6)
Divisione Gas & Power	182	13	(169)	(92,9)
Divisione Refining & Marketing	313	398	85	23,6
Corporate	18	20	2	11,1
Investimenti tecnici (2)	**1.168**	**939**	**(229)**	**(19,6)**

(1) Include gli investimenti tecnici della Somicem.
(2) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica di 84 e 85 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 2001 e 2002.

Nella Divisione Exploration & Production gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 66 milioni di euro (106 nel 2001) e hanno riguardato principalmente i temi a gas nell'offshore della Sicilia Meridionale e dell'Adriatico Settentrionale e i temi a olio nell'area Abruzzese. Sono stati perforati 7 pozzi esplorativi (10 nel 2001), di cui 4 risultati mineralizzati a gas. Una importante scoperta di gas è stata effettuata nell'offshore della Sicilia Meridionale con il pozzo Panda 1 (quota Eni 37,5%); risultati positivi si sono avuti con i pozzi a gas di Bonaccia Est 1 (100% Eni) e Didone 2 (quota Eni 51%) nell'Adriatico Settentrionale. In Valle Padana è stato rinvenuto un nuovo giacimento di gas con il pozzo Agosta 1dir (quota Eni 80%). Gli investimenti di sviluppo ammontano a 418 milioni di euro (490 nel 2001) e hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri; (ii) la prosecuzione dello sviluppo di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (campi Luna nell'offshore e Gagliano nell'onshore); (iii) la messa in produzione del nuovo campo a gas offshore di Calipso (2 pozzi); (iv) la messa in produzione di 9 nuovi pozzi di coltivazione, di cui 5 a olio nei campi di Ragusa e Val d'Agri e 4 a gas nei campi di Fiumetto, Davide e Porto Corsini Terra; (v) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Arianna, Barbara C, Porto Corsini Ovest e Linda). Complessivamente nel 2002 gli investimenti effettuati, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 508 milioni di euro.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (398 milioni di euro) hanno riguardato: (i) la raffinazione (155 milioni di euro) e la logistica (19 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (162 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento e la costruzione di nuovi impianti (96 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (16 milioni di euro); (iii) il GPL (25 milioni di euro) e le spese di informatica (26 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 69 milioni di euro (17% del totale).

Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 85 milioni di euro (84 milioni di euro nel 2001), di cui 36 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 32 alla Divisione Refining & Marketing e 17 alla Corporate connessi al concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo. Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Conferimenti di rami di azienda

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2002 sono stati effettuati diversi conferimenti di rami di azienda; si indicano di seguito quelli più rilevanti:

- alla Raffineria di Gela Srl (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalla raffineria e dalla centrale elettrica di Gela, dal deposito di prodotti petroliferi, dallo stabilimento di imbottigliamento di GPL, nonché da 1.473 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
- alla Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalla raffineria e dalla centrale elettrica di Priolo, nonché da 818 persone. Il conferimento è stato effettuato con efficacia dal 1° ottobre 2002;

- a EniTecnologie SpA (83,64% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dal Centro Ricerche Sud e dal CREA (Centro Ricerche Euron AgipPetroli), nonché da 192 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
- alla LNG Shipping SpA (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente da 4 navi metaniere e da 163 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori fiscali con efficacia dal 1° gennaio 2002;
- all'Atriplex Srl (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalle attività commerciali per la vendita di carburanti e combustibili extrarete, dai centri agricoli e dai punti vendita marina, nonché da 90 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
- alla IP Srl (100% Eni), n. 3 conferimenti di rami di azienda costituiti essenzialmente dal marchio, da circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e da 17 stazioni di servizio in concessione autostradale, dal software e da 83 persone. I conferimenti sono stati effettuati in continuità dei valori civilistici e fiscali.

Commento ai risultati economico-finanziari

Il bilancio dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 3.880 milioni di euro, contro l'utile di 2.250 milioni di euro conseguito nell'esercizio 2001. Ai fini del raffronto con l'esercizio precedente, sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico pro-forma che assumono l'incorporazione nell'Eni delle società AgipPetroli, Snam, Somicem e Mixoil (incorporata dall'AgipPetroli nel 2002) con efficacia dal 1° gennaio 2002. Tuttavia la redazione del pro-forma non consente un raffronto pienamente omogeneo in relazione alle seguenti circostanze:

- il conferimento da parte della Snam del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" alla Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001;
- il conferimento da parte dell'Eni e della Snam, rispettivamente dei rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", alla Stoccaggi Gas Italia SpA con effetto dal 31 ottobre 2001;
- il conto economico pro-forma 2001 recepisce sia l'utile conseguito dall'AgipPetroli e dalla Snam negli esercizi stessi sia il dividendo distribuito dalle medesime (rispettivamente 121 e 295 milioni di euro); il conto economico 2002 recepisce, oltre all'utile conseguito nell'esercizio dalla Divisione R&M, anche il dividendo di 452 milioni di euro distribuito dall'AgipPetroli.

Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Pro-forma 2001	2002	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	31.074	28.283	(2.791)
Altri ricavi e proventi	426	425	(1)
Ricavi totali	**31.500**	**28.708**	**(2.792)**
Costi operativi	(25.160)	(24.791)	369
Margine operativo lordo	**6.340**	**3.917**	**(2.423)**
Ammortamenti e svalutazioni	(1.192)	(903)	289
Utile operativo	**5.148**	**3.014**	**(2.134)**
Proventi finanziari netti	95	163	68
Proventi (oneri) su partecipazioni netti	(13)	275	288
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**5.230**	**3.452**	**(1.778)**
Proventi straordinari netti	1.563	1.118	(445)
Utile prima delle imposte	**6.793**	**4.570**	**(2.223)**
Imposte sul reddito	(1.267)	(929)	338
Crediti di imposta su dividendi (1)	326	354	28
	(941)	**(575)**	**366**
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.144)	(115)	1.029
Utile netto	**4.708**	**3.880**	**(828)**

(1) Il credito di imposta sui dividendi 2001 dell'Eni non utilizzato per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (60 milioni di euro) è stato riclassificato alla voce "Imposte sul reddito".

Il bilancio dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 3.880 milioni di euro, con una riduzione di 828 milioni di euro rispetto al pro-forma 2001 dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del risultato operativo (2.134 milioni di euro) connessa in particolare: nelle Divisioni E&P e G&P, agli effetti dei conferimenti di rami di azienda a Stoccaggi Gas Italia SpA e a Snam Rete Gas SpA; nella Divisione E&P, alla diminuzione dei volumi venduti (-1,97 miliardi di metri cubi) e dei prezzi (-14%) del gas naturale, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi venduti di petrolio (+7,4 milioni di barili) e del prezzo di vendita (+5%); nella Divisione G&P, alla variazione del mix di vendita di gas naturale dovuta alla maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000; nella Divisione R&M, alla rilevante flessione del margine di raffinazione, che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario di riferimento (Brent -59%); (ii) alla diminuzione dei proventi straordinari netti di 445 milioni di euro in relazione alla circostanza che nell'esercizio 2001 vennero rilevate le plusvalenze derivanti dal conferimento a Snam Rete Gas e dal successivo collocamento di una quota del capitale. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 1.029 milioni di euro a seguito, essenzialmente, del conferimento a Snam Rete Gas dei beni oggetto di ammortamento eccedente nell'esercizio 2001; (ii) dalla riduzione delle imposte sul reddito di 366 milioni di euro connessa alla flessione dell'utile prima delle imposte; (iii) dall'aumento dei proventi su partecipazioni netti di 288 milioni di euro dovuto in particolare alle minori svalutazioni delle partecipazioni nel settore Petrolchimica.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	3.813	2.780	(1.033)
Divisione G&P	13.676	11.396	(2.280)
Divisione R&M	17.123	16.662	(461)
Corporate	10	7	(3)
Elisioni	(3.548)	(2.562)	986
	31.074	**28.283**	**(2.791)**

I ricavi della Divisione E&P (2.780 milioni di euro) sono diminuiti di 1.033 milioni di euro, pari al 27%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori ricavi per il servizio di modulazione e stoccaggio gas a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA; (ii) della flessione dei volumi di gas naturale venduti di 1,97 miliardi di metri cubi (da 15,27 a 13,30) e del relativo prezzo (-14%), i cui effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi di petrolio venduti di 7,4 milioni di barili (da 23,4 a 30,8) e dall'aumento dei prezzi di vendita (+5%).

I ricavi della Divisione G&P (11.396 milioni di euro) sono diminuiti di 2.280 milioni di euro, pari al 16,7%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei prezzi medi di vendita a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento e dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) della variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite in Europa, nonché dei minori volumi di gas venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%); (iii) dei minori ricavi connessi ad attività conferite o cedute nel corso del 2001 ("Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA, "Centrali di compressione" a Stoccaggi Gas Italia SpA, Attività immobiliari e Navi petroliere) e agli inizi del 2002 ("Attività di trasporto GNL" a LNG Shipping SpA).

I ricavi della Divisione R&M (16.662 milioni di euro) sono diminuiti di 461 milioni di euro, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-5,9% e -8,7% rispettivamente la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete di circa 2 milioni di tonnellate, pari al 9,9%, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle vendite per la commercializzazione dei greggi (+4,1 milioni di tonnellate, pari al 16,7%). La flessione dei volumi venduti sulla rete è dovuta alla riduzione di 3.631 stazioni di servizio a seguito del processo di riorganizzazione della rete a marchio Agip e della costituzione della IP, alla quale sono stati conferiti circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e 17 stazioni di servizio (in concessione autostradale). La riduzione sull'extrarete è dovuta alle minori vendite di gasolio per riscaldamento. L'aumento dei volumi dei greggi commercializzati è connesso all'incremento della produzione del settore Exploration & Production.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 425 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	111	86	(25)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	81	75	(6)
Derivati su merci	60	64	4
Utilizzo fondo svalutazione crediti		46	46
Utilizzo fondi rischi e oneri diversi	62	42	(20)
Risarcimento danni	33	21	(12)
Contributi a fondo perduto	24	17	(7)
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		10	10
Altri proventi	55	64	9
	426	**425**	**(1)**

Le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni (75 milioni di euro) riguardano essenzialmente la cessione del 25% della titolarità del giacimento di Tempa Rossa nella concessione "Gorgoglione" alla TotalFinaElf Italia SpA (46 milioni di euro).

Costi operativi

I costi operativi al netto dei costi riferiti agli investimenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	(808)	(834)	(26)
Divisione G&P	(11.239)	(9.712)	1.527
Divisione R&M	(15.741)	(15.996)	(255)
Corporate	(135)	(142)	(7)
Elisioni	3.559	2.573	(986)
	(24.364)	**(24.111)**	**253**
Costo lavoro	**(796)**	**(680)**	**116**
	(25.160)	**(24.791)**	**369**

L'aumento registrato dalla Divisione E&P di 26 milioni di euro, pari al 3,2%, è dovuto principalmente: (i) all'incremento delle svalutazioni di beni connesso all'esito negativo di alcune iniziative di sviluppo (15 milioni di euro); (ii) ai maggiori stanziamenti per spese future, in parte connessi agli accordi con la Regione Basilicata (15 milioni di euro); (iii) all'incremento del volume dei servizi resi da contrattisti in relazione alle attività di produzione dei campi della Val D'Agri, entrati a regime nel 2002 (8 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori royalties connesse alla flessione del prezzo del gas naturale (12 milioni di euro).

La diminuzione registrata dalla Divisione G&P di 1.527 milioni di euro, pari al 13,6%, è dovuta essenzialmente alla riduzione dei prezzi medi di acquisto del gas, a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, e ai minori costi connessi alla gestione di attività conferite o cedute nel corso del 2001 ("Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA, "Centrali di compressione" a Stoccaggi Gas Italia SpA, Attività immobiliare e Navi petroliere) e agli inizi del 2002 ("Attività di trasporto GNL" a LNG Shipping SpA). Questi effetti sono stati in parte compensati dai maggiori costi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione gas, in conseguenza dei conferimenti sopracitati, e dal differente mix di approvvigionamento gas.

L'aumento registrato dalla Divisione R&M di 255 milioni di euro, pari all'1,6%, è dovuto essenzialmente ai maggiori volumi di acquisto di greggi destinati alla commercializzazione (+4,1 milioni di tonnellate) e di materie prime (+0,9 milioni di tonnellate), nonché all'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi (Brent +0,5 dollari/barile). Questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%).

Costo lavoro

Il costo lavoro (680 milioni di euro) è diminuito di 116 milioni di euro, pari al 14,6%, a seguito essenzialmente della riduzione dell'occupazione media di circa 3.800 unità (essenzialmente a seguito dei conferimenti di rami di azienda) dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate, in parte compensata dagli effetti del rinnovo contrattuale del settore energia sottoscritto nel mese di marzo e della normale dinamica retributiva.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è analizzato nelle tabelle seguenti.

Categorie contrattuali	2001	2002	Variazione
Dirigenti	446	455	9
Quadri	2.674	2.549	(125)
Impiegati	5.849	4.608	(1.241)
Operai	3.489	1.956	(1.533)
Marittimi	326	143	(183)
	12.784	**9.711**	**(3.073)**

Divisioni	2001	2002	Variazione
E&P	3.554	3.313	(241)
G&P	901	748	(153)
R&M	7.634	4.611	(3.023)
Corporate	695	1.039	344
	12.784	**9.711**	**(3.073)**

L'aumento del personale in servizio della Corporate di 344 unità è dovuto essenzialmente al trasferimento di strutture organizzative dalle Divisioni e dalle società del Gruppo (in particolare le strutture confluite nelle funzioni centralizzate Information & Communication Technology, Approvvigionamenti e Relazioni Istituzionali e Comunicazione).

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	469	446	(23)
Divisione G&P	312	33	(279)
Divisione R&M	392	401	9
Corporate	3	20	17
Totale ammortamenti	**1.176**	**900**	**(276)**
Svalutazioni	16	3	(13)
	1.192	**903**	**(289)**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 903 milioni di euro registrano una diminuzione di 289 milioni di euro, pari al 24%; in particolare:

- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione E&P di 23 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla flessione dei costi di ricerca esplorativa (40 milioni di euro), solo in parte compensata dai maggiori ammortamenti di sviluppo legati prevalentemente all'entrata in esercizio di nuovi investimenti in Val d'Agri;
- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione G&P di 279 milioni di euro è dovuta essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" alla Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001;
- l'aumento degli ammortamenti della Divisione R&M di 9 milioni di euro è dovuto all'entrata in esercizio di nuovi investimenti, in parte compensato dagli effetti delle cessioni e dei conferimenti;
- l'aumento degli ammortamenti della Corporate di 17 milioni di euro è dovuto all'avvio delle attività del Progetto EST (Eni Slurry Technology) i cui costi sono interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (12 milioni di euro) e ai maggiori ammortamenti connessi all'acquisto di licenze software per lo sviluppo dei sistemi informativi aziendali (4 milioni di euro).

Utile operativo

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	2.399	1.418	(981)
Divisione G&P	2.122	1.722	(400)
Divisione R&M	795	108	(687)
Corporate	(168)	(234)	(66)
	5.148	**3.014**	**(2.134)**

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.418 milioni di euro registra una diminuzione di 981 milioni di euro, pari al 40,9%, dovuta essenzialmente: (i) al conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi Gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA con effetto dal 31 ottobre 2001; (ii) alla flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-14%); (iii) alla flessione dei volumi venduti di gas naturale (-1,97 miliardi di metri cubi). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi venduti di petrolio (+7,4 milioni di barili) e del prezzo di vendita (+5%).

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.722 milioni di euro registra una riduzione di 400 milioni di euro, pari al 18,9%, dovuta essenzialmente: (i) ai maggiori costi conseguenti il conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001; (ii) alla variazione del mix di vendita, per la mag-

giore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000 e alla variazione del mix di approvvigionamento; (iii) ai minori volumi venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle tariffe di stoccaggio disposta dall'Autorità con delibera n. 49/2002 del 28 marzo 2002.

L'utile operativo della Divisione R&M di 108 milioni di euro registra una diminuzione di 687 milioni di euro, pari all'86,4%, dovuta essenzialmente: (i) alla rilevante flessione dei margini di raffinazione che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario di riferimento (Brent -59%), connesso alla debolezza della domanda, la riduzione del differenziale Fob/Cif sui prodotti che ha ridotto il vantaggio delle raffinerie posizionate in prossimità dei mercati di sbocco, nonché l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) alla flessione dell'utile dell'attività commerciale connessa alla riduzione di 3.631 stazioni di servizio a seguito del processo di riorganizzazione della rete a marchio Agip e della costituzione della società IP; (iii) al minore effetto Lifo di 23 milioni di euro sul magazzino di greggi e prodotti (riduzione delle scorte nel 2001, con un effetto positivo di 36 milioni di euro contro una ripresa di valore di 13 milioni di euro nel 2002). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei margini dell'attività di distribuzione e dei lubrificanti e dalla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

La perdita operativa della Corporate di 234 milioni di euro registra un aumento di 66 milioni di euro dovuto all'incremento del costo lavoro (18 milioni di euro), connesso all'aumento degli organici, degli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (17 milioni di euro), dei costi di comunicazione (14 milioni di euro), nonché alla circostanza che nel 2001 venne realizzata una plusvalenza di 10 milioni di euro sulla cessione di immobili.

Proventi finanziari netti

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Proventi finanziari netti	3	63	60
Commissioni per servizi finanziari	26	36	10
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	23	28	5
Proventi netti da differenze cambio	7	22	15
Interessi su CCT	37	14	(23)
Derivati su interessi		6	6
Plusvalenze da alienazione CCT	2		(2)
Svalutazione crediti per interessi	(3)	(6)	(3)
	95	**163**	**68**

L'aumento dei proventi finanziari netti (68 milioni di euro) è connesso essenzialmente al miglioramento della posizione finanziaria media a seguito della riduzione del debito per effetto dei conferimenti effettuati e agli incassi derivanti dal collocamento sul mercato di Snam Rete Gas, della cessione del patrimonio immobiliare e dell'Immobiliare Metanopoli intervenuti nel corso del 2001.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Dividendi	2.291	2.129	(162)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi (1)	104	16	(88)
Totale proventi	**2.395**	**2.145**	**(250)**
Svalutazioni e perdite	(2.408)	(1.870)	538
	(13)	**275**	**288**

(1) Il credito di imposta 2001 dell'Eni non utilizzato per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (60 milioni di euro) è stato riclassificato alla voce "Imposte sul reddito".

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Dividendi			
Eni International Holding BV (1)	167	921	754
AgipPetroli SpA	121	452	331
Agip International BV (1)	1.550	221	(1.329)
AgipPetroli International BV (1)		185	185
Snam Rete Gas SpA		109	109
Ecofuel SpA	20	45	25
Italgas SpA	25	26	1
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25	26	1
Saipem SpA	11	24	13
Sofid SpA	17	22	5
Atriplex Srl		20	20
EniPower SpA		16	16
Società Petrolifera Italiana SpA	15	13	(2)
Snamprogetti SpA	18	11	(7)
Snam SpA	295		(295)
Altre (2)	27	38	11
	2.291	**2.129**	**(162)**
Plusvalenze e altri proventi			
Saras SpA - Raffinerie Sarde	45		(45)
Nuovo Pignone Holding SpA	43		(43)
Snam International Holding AG	12		(12)
Altre (2)	4	17	13
	104	**16**	**(88)**
Totale proventi	**2.395**	**2.145**	**(250)**

(1) Nel secondo semestre 2002 l'Agip International BV ha incorporato l'Eni International Holding BV e la Snam International BV. L'Eni International Holding BV in precedenza ha incorporato l'AgipPetroli International BV e l'Agip International BV e ha modificato la denominazione sociale in Eni International BV.
(2) Importi inferiori a 10 milioni di euro.

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Svalutazioni e perdite			
Agip Investments Plc	(43)	(742)	(699)
Agip Exploration BV	(403)	(579)	(176)
EniChem SpA	(1.635)	(303)	1.332
Polimeri Europa SpA		(88)	(88)
Eni Portugal Investment SpA	(82)	(84)	(2)
Albacom SpA	(203)	(37)	166
Eurosolare SpA	(3)	(21)	(18)
Singea SpA (in liquidazione)	(19)		19
Altre (1)	(20)	(16)	4
Totale oneri	**(2.408)**	**(1.870)**	**538**

(1) Importi inferiori a 10 milioni di euro.

La svalutazione di 742 milioni di euro dell'Agip Investment Plc, che possiede il 100% della Lasmo Plc, è riferita essenzialmente: (i) all'effetto cambio connesso all'apprezzamento dell'euro rispetto alla sterlina (valuta in cui è espresso il bilancio dell'Agip Investments) per 287 milioni di euro; (ii) all'effetto cambio connesso all'apprezzamento del dollaro USA (moneta in cui è espressa una parte significativa dei bilanci delle controllate della Lasmo Plc) rispetto alla sterlina (valuta in cui è espresso il bilancio della Lasmo Plc) per 223 milioni di euro; (iii) alla perdita sofferta dalla Lasmo Plc per 222 milioni di euro. La perdita tiene conto di svalutazioni di asset minerari (203 milioni di euro) e dell'adeguamento del fondo imposte differite (148 milioni di euro) connesso all'incremento della corporate tax di 10 punti percentuali nel Regno Unito.

L'aumento della svalutazione dell'Agip Exploration di 176 milioni di euro è connesso alla crescita dell'attività esplorativa in Kazakhstan, Russia, Mauritania e Stati Uniti, i cui effetti sono stati in parte compensati dagli utili conseguiti in Algeria e in Trinidad & Tobago.

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Proventi straordinari			
Iscrizione maggior valore su Stoccaggi Gas Italia SpA		1.055	1.055
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	1.731	263	(1.468)
Plusvalenze da collocamento azioni Snam Rete Gas SpA	101		(101)
Altri proventi:			
- Cancellazione multa Antitrust	112		(112)
- Utilizzo contributi a fondo perduto	48		(48)
- Altri	25	30	5
Totale proventi straordinari	**2.017**	**1.348**	**(669)**
Oneri straordinari:			
- Minusvalenze	(27)	(78)	(51)
- Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(293)	(76)	217
- Incentivazione all'esodo del personale	(50)	(29)	21
- Oneri da collocamento azioni Snam Rete Gas SpA	(61)		61
- Altri	(23)	(47)	(24)
Totale oneri straordinari	**(454)**	**(230)**	**224**
Proventi straordinari netti	**1.563**	**1.118**	**(445)**

L'iscrizione del maggior valore della partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia SpA (100% Eni) di 1.055 milioni di euro è connessa alla circostanza che nel bilancio al 31 dicembre 2001, tenuto conto dell'indeterminatezza dell'attribuzione del valore al ramo d'azienda conferito a seguito della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/2002 riguardante i "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio e di gas naturale",[4] al conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" venne attribuito, prudenzialmente, il valore di iscrizione dei beni conferiti (70 milioni di euro) rinviando la "contabilizzazione della plusvalenza al momento in cui la stessa avrà raggiunto il carattere della certezza". Nell'aprile 2002 il Consiglio di Amministrazione della Stoccaggi Gas Italia SpA ha proceduto, ai sensi del quarto comma dell'art. 2343 del codice civile, alla revisione della relazione di stima sui conferimenti effettuati attribuendo al conferimento dell'Eni, a seguito della quantificazione degli effetti della delibera n. 26/2002, il valore di 1.125 milioni di euro, con una riduzione di 377 milioni di euro rispetto al valore di perizia di 1.502 milioni di euro. In relazione a ciò, è stato iscritto un maggior valore della partecipazione di 1.055 milioni di euro, pari alla differenza tra il valore attribuito (1.125 milioni di euro) e il valore di libro (70 milioni di euro), non soggetto a tassazione per effetto della irrilevanza ai fini delle imposte sul reddito delle plusvalenze iscritte sulle immobilizzazioni introdotta nel 1998.

Le plusvalenze conseguite nei conferimenti e nelle cessioni di rami d'azienda (263 milioni di euro) riguardano essenzialmente la cessione di stazioni di servizio (127 milioni di euro) e il conferimento alla LNG Shipping SpA del ramo d'azienda "Navi metaniere" (111 milioni di euro non soggetta a tassazione perché il conferimento è stato effettuato in continuità di valori fiscali di cui all'art. 4 del D.Lgs. 8 ottobre 1997, n. 358).

Le minusvalenze (78 milioni di euro) sono relative essenzialmente ai conferimenti degli impianti del sito di Gela alla Raffineria di Gela Srl (100% Eni) e della raffineria e della centrale elettrica di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA (28% Eni), rispettivamente per 46 e 27 milioni di euro (entrambe al lordo degli ammortamenti eccedenti).

Gli stanziamenti ai fondi rischi e oneri (76 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri futuri su siti dismessi e da dismettere (46 milioni di euro) e rischi di natura ambientale (23 milioni di euro).

(4) Avverso la delibera è stato presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia.

Imposte sul reddito

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Imposte correnti:			
- Irpeg	584	1.131	547
- Irap	185	162	(23)
- Imposta sostitutiva	358	151	(207)
- Crediti d'imposta	(326)	(354)	(28)
Totale	**801**	**1.090**	**289**
Imposte (anticipate) differite nette	140	(515)	(655)
Totale	**941**	**575**	**(366)**

Le imposte correnti di 1.090 milioni di euro aumentano di 289 milioni di euro rispetto al 2001 per effetto essenzialmente: (i) della maggiore Irpeg (461 milioni di euro) connessa alla nuova normativa in tema di fiscalità d'impresa di cui al decreto legge 25 settembre 2002 n. 209 che, relativamente alle svalutazioni delle partecipazioni iscritte tra le immobilizzazioni finanziarie ne ha previsto la deducibilità per quote costanti in cinque esercizi; (ii) delle maggiori imposte sul reddito (Irpeg e Irap) dovute (414 milioni di euro) per le minori rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie; (iii) della maggiore Irpeg dovuta (20 milioni di euro) sui redditi prodotti dalle controllate estere tassati in capo alla Società, anche se non distribuiti (art. 127 bis del D.P.R. 917/1986). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori imposte sul reddito connesse alla flessione dell'utile prima delle imposte, nonché dalla minore imposta sostitutiva.

I commenti all'imposta sostitutiva, alle imposte anticipate e all'aliquota teorica sono evidenziati nella nota integrativa al bilancio di esercizio (nota n. 21).

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (115 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(1.264)	(282)	982
"Rigiro" [1] degli ammortamenti eccedenti per cessioni, radiazioni e conferimenti	19	147	128
"Rigiro" [1] degli ammortamenti eccedenti stanziati in esercizi precedenti	74	224	150
Stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente		(203)	(203)
Stanziamento al fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		(2)	(2)
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	29	1	(28)
Stanziamento al fondo svalutazione crediti	(2)		2
	(1.144)	**(115)**	**1.029**

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni.

La flessione degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (982 milioni di euro) è dovuta in particolare: (i) al conferimento effettuato dall'incorporata Snam, con efficacia 1° luglio 2001, del ramo d'azienda "Dispacciamento, trasporto e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA; (ii) al conferimento da parte dell'Eni e della Snam, rispettivamente dei rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", alla Stoccaggi Gas Italia SpA con effetto dal 31 ottobre 2001; (iii) al completamento dell'ammortamento fiscale di parte delle immobilizzazioni materiali oggetto di rivalutazione nell'esercizio 2000.

L'aumento del rigiro degli ammortamenti eccedenti stanziati in esercizi precedenti (150 milioni di euro) è connesso al completamento dell'ammortamento fiscale.

Lo stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente (203 milioni di euro) riguarda la svalutazione della Polimeri Europa SpA (147 milioni di euro) e dell'EniChem SpA (56 milioni di euro)[5].

Gli ammortamenti anticipati di cui si propone all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile ammontano a 259 milioni di euro.

☐ Stato patrimoniale

(milioni di €)	Pro-forma 31.12.2001	31.12.2002	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	307	281	(26)
Immobilizzazioni materiali	5.642	4.883	(759)
Partecipazioni	14.601	17.877	3.276
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	22	23	1
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(197)	(302)	(105)
	20.375	**22.762**	**2.387**
Capitale di esercizio netto	**2.463**	**3.257**	**794**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(163)**	**(142)**	**21**
Capitale investito netto	**22.675**	**25.877**	**3.202**
Patrimonio netto (1)	**13.307**	**23.659**	**10.352**
Differenza da aggregazione (2)	**10.566**		**(10.566)**
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	**1.492**	**1.610**	**118**
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	**(2.690)**	**608**	**3.298**
Coperture	**22.675**	**25.877**	**3.202**

(1) Nello stato patrimoniale il costo di acquisto di n. 206.637.561 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2002 di 2.838 milioni di euro (n. 154.380.826 al 31 dicembre 2001 per un costo di 2.068 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto. Il patrimonio netto comprende la differenza tra il valore di iscrizione delle partecipazioni dell'Eni nella Snam, nella Somicem e nell'AgipPetroli e i rispettivi patrimoni netti al 31 dicembre 2002 (senza considerare il risultato dell'esercizio 2002 escluso per la retrodatazione degli effetti contabili al 1°gennaio 2002).
(2) Differenza tra il valore delle partecipazioni dell'Eni nella Snam, nella Somicem, nell'AgipPetroli e nella Mixoil e i rispettivi patrimoni netti al 1° gennaio 2002.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (5.164 milioni di euro) è la seguente:

	Immobilizzazioni		Totale
(milioni di €)	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2001	**5.642**	**307**	**5.949**
Investimenti	782	157	939
Ammortamenti e svalutazioni	(756)	(149)	(905)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(785)	(34)	(819)
Saldo al 31 dicembre 2002	**4.883**	**281**	**5.164**

Notizie sugli investimenti effettuati e sui conferimenti di rami d'azienda sono fornite nell'illustrazione dell'"Andamento operativo".

(5) Con la Risoluzione n. 146/E del 15 maggio 2002 l'Agenzia delle Entrate ha affermato la deducibilità delle svalutazioni delle partecipazioni immobilizzate anche soltanto in base al criterio di cui all'art. 2426, ultimo comma, del codice civile che consente di operare rettifiche di valore esclusivamente in applicazione di norme tributarie e, quindi, anche in misura eccedente quella rappresentata dalla prevista perdita durevole di cui al numero 3 dello stesso articolo. Le svalutazioni eccedenti rappresentano la differenza tra la misura massima fiscalmente deducibile applicando il criterio di cui all'art. 61 del D.P.R. 917/1986 e la perdita rilevata sulla base del patrimonio netto consolidato delle partecipate.

Partecipazioni

Le partecipazioni (17.877 milioni di euro) aumentano di 3.276 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)			
Partecipazioni al 31 dicembre 2001			**14.601**
Incrementi per acquisti e interventi sul capitale			
Polimeri Europa SpA	1.379		
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	1.055		
Agip Exploration BV	580		
Agip Investments Plc	571		
EniPower SpA	312		
LNG Shipping SpA	285		
EniChem SpA	253		
Eni International BV	206		
Eni Portugal Investment SpA	144		
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	100		
Italgas SpA	98		
Raffineria di Gela Srl	92		
Gas Brasiliano Distribuidora SpA	47		
Albacom SpA	44		
Italiana Petroli Srl	40		
Raffineria di Milazzo ScpA	36		
Singea SpA (in liquidazione)	19		
Petra SpA	14		
Reful Srl	15		
EniTecnologie SpA	13		
Altre	33	5.336	
Decrementi per cessioni			
Gas Brasiliano Distribuidora SpA	(122)		
Ambiente SpA	(21)		
Costiero Gas Livorno SpA	(18)		
Petra SpA	(14)		
Altre	(29)	(204)	
Svalutazioni e perdite			
Agip Investments Plc	(742)		
Agip Exploration BV	(579)		
EniChem SpA	(303)		
Polimeri Europa Srl	(88)		
Eni Portugal Investment SpA	(84)		
Albacom SpA	(37)		
Eurosolare SpA	(21)		
Altre	(2)	(1.856)	3.276
Partecipazioni al 31 dicembre 2002			**17.877**

(1) Iscrizione del maggior valore (v. commento alla voce "Proventi straordinari netti").

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2002, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2002 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di €)	**Valore netto**
Eni International BV	3.915
Agip Investments Plc	3.670
Snam Rete Gas SpA	2.918
Polimeri Europa SpA	1.291
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Eni Portugal Investment SpA	716
Agip Petroleum Co Ltd	649
EniPower SpA	595
Saipem SpA	428
Italgas SpA	354
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	236
Agip Exploration BV	202
Raffineria di Milazzo ScpA	126
EniChem SpA	120
Albacom SpA	115
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	100
Snamprogetti SpA	93
Raffineria di Gela Srl	92
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Eni International Bank Ltd	57
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	52
Ecofuel SpA	48
Italiana Petroli Srl	40
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	31
Tigaz Rt	28
EniTecnologie SpA	26
Siciliana Gas SpA	25
Territorio e Impresa SpA	22
Immobiliare Est SpA	21
Reful Srl	16
Eni Servizi Amministrativi SpA	12
EniData SpA	11
Altre (1)	84
	17.877

(1) Importi inferiori a 10 milioni di euro.

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Crediti verso l'Amministrazione finanziaria	1.501	1.267
Rimanenze	1.246	1.429
Crediti commerciali	5.610	5.084
Debiti commerciali	(3.429)	(3.021)
Debiti tributari	(1.154)	(471)
Fondi per rischi e oneri	(1.667)	(1.674)
Altre attività (passività) d'esercizio	356	643
	2.463	**3.257**

La variazione dei crediti/debiti commerciali è connessa essenzialmente ai conferimenti di rami d'azienda.

I fondi per rischi e oneri riguardano essenzialmente il fondo smantellamento e ripristino siti (855 milioni di euro), il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (185 milioni di euro), il fondo rischi e oneri ambientali (172 milioni di euro) e il fondo dismissioni e ristrutturazioni (168 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 142 milioni di euro diminuisce di 21 milioni di euro a seguito essenzialmente dei conferimenti di rami d'azienda.

Patrimonio netto

(milioni di €)			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2001			**13.307**
Incremento per:			
- utile 2002	3.880		
- avanzo di fusione	10.118	13.998	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2001	(2.876)		
- acquisto azioni proprie	(770)	(3.646)	10.352
Patrimonio netto al 31 dicembre 2002			**23.659**

Effetto sul patrimonio netto Eni delle incorporazioni di Snam, Somicem e AgipPetroli e attribuzione dell'avanzo di fusione

Il patrimonio netto dell'Eni registra un aumento di 10.118 milioni di euro a seguito dell'annullamento del valore di libro delle azioni Snam, Somicem e AgipPetroli con le attività e passività delle società incorporate, come segue:

(milioni di €)		
Patrimonio netto Snam	11.300	
Valore di libro delle azioni Snam	(1.759)	9.541
Patrimonio netto AgipPetroli	2.527	
Valore di libro delle azioni AgipPetroli	(1.960)	567
Patrimonio netto Somicem	13	
Valore di libro delle azioni Somicem	(3)	10
Avanzo di fusione		**10.118**

L'avanzo di fusione di 10.118 milioni di euro è stato utilizzato per ricostituire, in applicazione della normativa fiscale, le riserve/fondi in sospensione di imposta risultanti nel patrimonio netto delle società incorporate; residua un avanzo, imputato in bilancio alla "Riserva da avanzo di fusione", di 1.390 milioni di euro, come segue:

(milioni di €)		
Avanzo di fusione		10.118
A dedurre ricostituzione riserve:		
Riserve di rivalutazione	7.997	
Riserva contributi a fondo perduto art. 55 D.P.R. 917/1986	334	
Riserva ammortamenti anticipati legge 448/2001	329	
Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986	68	(8.728)
Riserva da avanzo di fusione		**1.390**

Affrancamento della riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986

L'art. 4 della legge 28 dicembre 2001, n. 448 (Finanziaria 2002) consente di affrancare il vincolo fiscale sulla riserva ammortamenti anticipati, che ai fini fiscali costituisce parte integrante degli ammortamenti, costituita mediante attribuzione di una quota degli utili degli esercizi 2000 e 2001 da parte dell'Eni e delle incorporate AgipPetroli e Somicem[6] (complessivamente 560 milioni di euro), mediante l'assolvimento di un'imposta sostitutiva dell'Irpeg[7] pari al 19% dell'ammontare della riserva[8]. L'affrancamento determina un corrispondente incremento dei valori fiscali riconosciuti che rileva ai fini del calcolo degli ammortamenti deducibili ai fini Irpeg.

La riserva ammortamenti anticipati è stata affrancata perché il valore attuale dei risparmi Irpeg (considerando l'aliquota del 33% e un tasso di attualizzazione del 5%) è superiore al valore attuale dell'imposta sostitutiva dovuta.

Come previsto dalla legge, la "Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986" dell'Eni e delle società incorporate è stata attribuita alla "Riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001" (in sospensione di imposta ai soli fini Irap). A seguito dell'affrancamento, è stata imputata a conto economico l'imposta sostitutiva dovuta (106 milioni di euro) e utilizzato a beneficio del conto economico il fondo imposte differite relativo all'Irpeg divenuto eccedente (201 milioni di euro).

(6) Le riserve ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986 delle società incorporate sono state ricostituite in sede di allocazione dell'avanzo di fusione.
(7) L'affrancamento rileva ai soli fini Irpeg; la riserva ammortamenti anticipati rimane in sospensione di imposta ai fini Irap.
(8) Il pagamento dell'imposta è effettuato in tre rate pari, rispettivamente, al 45, al 35 e al 20% dell'importo dovuto; la seconda e la terza rata sono maggiorate dell'interesse del 3% annuo.

Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie

I fondi stanziati in applicazione di norme tributarie (1.610 milioni di euro) aumentano di 118 milioni di euro a seguito dello stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente (203 milioni di euro), parzialmente compensato dalla variazione dei fondi eccedenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali (88 milioni euro). I fondi eccedenti riguardano principalmente gli ammortamenti (1.334 milioni di euro), il fondo svalutazione partecipazioni (203 milioni di euro) e il fondo svalutazione crediti (70 milioni di euro).

Al netto della fiscalità latente, l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 1.006 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2002 di 608 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)		31.12.2001	31.12.2002	Differenza
Debiti finanziari				
a lungo termine: (1)				
- prestiti obbligazionari		1.016	500	(516)
- imprese finanziarie controllate		842	644	(198)
- banche		217	176	(41)
- altri finanziatori		41	49	8
		2.116	**1.369**	**(747)**
a breve termine:				
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari		492	698	206
- imprese finanziarie controllate		1.149	1.273	124
		1.641	**1.971**	**330**
	a)	**3.757**	**3.340**	**417**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità				
Crediti finanziari				
a lungo termine: (1)				
- imprese controllate		46	41	(5)
- altri		3	2	(1)
		49	**43**	**(6)**
a breve termine:				
- imprese controllate		12	11	(1)
- imprese collegate		6	14	8
- altri		2	5	3
		20	**30**	**10**
	b)	**69**	**73**	**4**
Titoli		366	230	(136)
Disponibilità		6.012	2.429	(3.583)
	c)	**6.378**	**2.659**	**(3.719)**
	(a-b-c)	**(2.690)**	**608**	**3.298**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel breve.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto di 3.298 milioni di euro è dovuta ai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti in partecipazioni (3.687 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo 2001 (2.876 milioni di euro); (iii) al pagamento delle imposte (944 milioni di euro); (iv) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (937 milioni di euro); (v) all'acquisto di azioni proprie (770 milioni di euro), solo in parte compensata dal flusso di cassa generato dall'utile operativo (3.274 milioni di euro), dagli incassi di dividendi (2.120 milioni di euro) e dai disinvestimenti (618 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	**2002**
Utile dell'esercizio	3.880
a rettifica:	
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.763
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(3.369)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**3.274**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(397)
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e imposte pagate nell'esercizio	1.252
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.129**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(937)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(4.457)
Disinvestimenti	618
Altre variazioni relative all'attività di investimento	33
Free cash flow	**(614)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	26
Variazione debiti finanziari	(119)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.876)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(3.583)**
Free cash flow	**(614)**
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquisiti e disinvestiti	192
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.876)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(3.298)**

Altre informazioni

Andamento economico delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono indicati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 2001 e 2002, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

	Risultato operativo			Risultato netto		
(milioni di €)	2001	2002	Variazione	2001	2002	Variazione
Agip Exploration BV (1)	(372)	(545)	(173)	(372)	(545)	(173)
EniChem SpA	(317)	(210)	107	(1.486)	(338)	1.148
Enifin SpA	40	37	(3)	-	-	-
Eni International BV (1)	1.508	1.727	219	1.510	1.729	219
EniPower SpA	59	27	(32)	35	86	51
Italgas SpA	400	362	(38)	74	63	(11)
Polimeri Europa SpA	(85)	(115)	(30)	(221)	(233)	(12)
Saipem SpA	74	113	39	59	70	11
Snamprogetti SpA	9	(16)	(25)	19	(7)	(26)
Snam Rete Gas SpA (2)	443	771	328	5	48	43

(1) Milioni di dollari USA.
(2) I dati dell'utile operativo e dell'utile netto del 2001 sono relativi a solo sei mesi di operatività.

Di seguito sono evidenziate le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 2002, nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società indicate nella tabella.

AGIP EXPLORATION BV: la perdita operativa (545 milioni di dollari USA) aumenta di 173 milioni di dollari USA a seguito della crescita dell'attività esplorativa in Kazakhstan, Russia, Mauritania e Stati Uniti, i cui effetti sono stati in parte compensati dagli utili conseguiti in Algeria e in Trinidad & Tobago.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (16 unità) resta invariato rispetto all'esercizio precedente.

ENICHEM SPA: la società, con decorrenza 1° gennaio 2002, ha conferito alla Polimeri Europa SpA il ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche". Sono state oggetto di conferimento le attività relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici" svolte in Italia nei siti produttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. In relazione al conferimento, il confronto con l'esercizio precedente non è omogeneo.

La perdita operativa è di 210 milioni di euro.

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a 1.007 milioni di euro.

La perdita netta di 338 milioni di euro deriva essenzialmente dalla perdita operativa (210 milioni di euro),da oneri straordinari netti (142 milioni di euro) riferiti essenzialmente a costi di bonifica, ripristino ambientale e sicurezza (135 milioni di euro), da svalutazioni di impianti (20 milioni di euro) e dalle plusvalenze conseguite nelle cessioni di rami d'azienda (21 milioni di euro). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai proventi finanziari (31 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (103 milioni di euro) hanno riguardato prevalentemente il mantenimento dell'efficienza impiantistica e il miglioramento degli standard ambientali e di sicurezza.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 è di 4.558 unità.

ENIFIN SPA: l'utile operativo (37 milioni di euro), costituito dal risultato della gestione ordinaria, diminuisce di 3 milioni di euro a seguito essenzialmente della flessione del margine finanziario riconducibile alla riduzione degli impieghi medi nei confronti delle società del Gruppo (-5%).

Il conto economico, come nell'esercizio precedente, chiude in pareggio; la diminuzione dell'utile operativo è stata compensata dal minor stanziamento (3 milioni di euro) al fondo rischi su crediti effettuato al solo fine di conseguire benefici fiscali.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (88 unità) registra una diminuzione di 1 unità rispetto all'esercizio precedente.

ENI INTERNATIONAL BV: la società, ex Agip International BV, ha incorporato nel corso dell'esercizio la Snam International BV e l'Eni International Holding BV che precedentemente aveva incorporato l'AgipPetroli International BV. In relazione all'operazione di fusione, il confronto con l'esercizio precedente non è omogeneo. L'utile netto ammonta a 1.729 milioni di dollari USA derivante essenzialmente dai proventi su partecipazioni (1.703 milioni di dollari USA).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 è di 20 unità.

ENIPOWER SPA: l'utile operativo (27 milioni di euro) diminuisce di 32 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito: (i) della scadenza degli incentivi sui contratti "CIP 6" relativi all'energia elettrica prodotta dalle centrali di Livorno e Taranto; (ii) delle minori quantità di vapore somministrato a Brindisi, Mantova e Ravenna; (iii) della modifica del mix combustibili, con maggiori consumi di gas naturale in luogo degli oli combustibili; (iv) dei maggiori costi di manutenzione.

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a 466 milioni di euro con una riduzione di 43 milioni di euro dovuta essenzialmente alla scadenza degli incentivi e alle minori vendite di vapore.

L'utile netto di 86 milioni di euro aumenta di 51 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'iscrizione di imposte anticipate di 60 milioni di euro (relative alla perdita fiscale derivante dall'utilizzo dei benefici sugli investimenti previsti dalla legge 18 ottobre 2001, n. 383) e di proventi su partecipazioni di 11 milioni di euro (di cui 8 milioni di euro relativi alla Termica Milazzo Srl), solo in parte assorbiti dalla flessione dell'utile operativo.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (432 milioni di euro; 269 nel 2001) riguardano principalmente (423 milioni di euro) i nuovi impianti a ciclo combinato in corso di realizzazione nei siti di Brindisi, Mantova, Ravenna e Ferrera Erbognone/Sannazzaro (PV).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (445 unità) registra un aumento di 6 unità rispetto all'esercizio precedente.

ITALGAS SPA: l'utile operativo (362 milioni di euro) diminuisce di 38 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito essenzialmente della circostanza che nell'esercizio 2001 venne conseguita la plusvalenza da conferimento alla A.E.S. SpA del ramo d'azienda "Rete gas città di Torino" (90 milioni di euro). Questo effetto negativo è stato parzialmente compensato dal recupero dei minori ricavi di gas rilevati nel 2001 a seguito della delibera n. 122/2002[9] dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (56 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica (617 milioni di euro), relativi principalmente al vettoriamento gas effettuato per conto di Italgas Più SpA (589 milioni di euro), diminuiscono di 1.329 milioni di euro per effetto essenzialmente delle cessioni e conferimenti dei rami d'azienda effettuati nel 2001 (in particolare, oltre al ramo d'azienda "Rete gas città di Torino", il ramo d'azienda "Attività di commercializzazione verso la clientela" conferito a Italgas Più.

L'utile netto di 63 milioni di euro diminuisce di 11 milioni di euro a seguito essenzialmente delle maggiori imposte sul reddito per effetto della maggiore incidenza fiscale (53 milioni di euro) e della flessione del risultato operativo (38 milioni di euro). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione degli oneri finanziari netti (29 milioni di euro) connessa alla diminuzione dell'indebitamento e alla flessione dei tassi di interesse; (ii) dalle minori rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie (25 milioni di euro); (iii) dai maggiori proventi straordinari (14 milioni di euro) derivanti essenzialmente da alienazione di immobilizzazioni materiali; (iv) dal miglioramento della gestione delle partecipazioni (12 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio ammontano a 210 milioni di euro e hanno riguardato principalmente lo sviluppo e la manutenzione delle reti gas (164 milioni di euro).

(9) V. il capitolo "Gas & Power - Quadro normativo - Distribuzione secondaria" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (3.709 unità) registra una flessione di 1.752 unità dovuta principalmente ai conferimenti dei citati rami aziendali.

POLIMERI EUROPA SPA: A seguito del conferimento ricevuto dall'EniChem del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" con decorrenza 1° gennaio 2002, il confronto con l'esercizio precedente non è omogeneo.

La perdita operativa ammonta a 115 milioni di euro a seguito della difficile situazione di mercato e delle svalutazioni di immobilizzazioni materiali al fine di adeguarle al loro valore d'uso (81 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a 3.700 milioni di euro.

La perdita netta di 233 milioni di euro deriva essenzialmente: (i) dalla perdita operativa (115 milioni di euro); (ii) dagli oneri finanziari (57 milioni di euro); (iii) da oneri netti su partecipazioni (31 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (54 milioni di euro) riguardano principalmente il mantenimento dell'efficienza impiantistica e di adeguati standard ambientali e di sicurezza.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 è di 5.860 unità.

SAIPEM SPA: l'utile operativo (113 milioni di euro) registra un aumento di 39 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito dell'incremento dei volumi di attività dovuto al contributo dei progetti Blue Stream e Karachaganak Development, nonché al maggiore utilizzo dei mezzi navali di perforazione Scarabeo 6 e Scarabeo 7.

I ricavi della gestione caratteristica (1.384 milioni di euro) registrano un incremento di 181 milioni di euro, pari al 15 %, dovuto all'aumento di attività nei settori Costruzioni mare e terra.

L'utile netto di 70 milioni di euro aumenta di 11 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo (39 milioni di euro), patzialmente assorbito: (i) dall'aumento delle imposte sul reddito (13 milioni di euro) connesso al maggiore reddito imponibile e alla maggiore incidenza fiscale sui redditi delle gestioni estere; (ii) dalla diminuzione dei proventi netti su partecipazioni (10 milioni di euro); (iii) dai maggiori oneri finanziari netti (7 milioni di euro) relativi principalmente all'aumento dell'esposizione finanziaria conseguente all'acquisto della società francese Bouygues Offshore.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (46 milioni di euro; 99 nel 2001) riguardano prevalentemente attività di mantenimento e migliorie di impianti e attrezzature. Gli investimenti in partecipazioni effettuati nell'esercizio ammontano a 1.010 milioni di euro e sono attribuibili essenzialmente all'acquisto della Bouygues Offshore.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (6.320 unità) registra un aumento di 1.113 unità rispetto all'esercizio precedente per effetto dell'incremento dei volumi di attività. L'aumento riguarda esclusivamente personale assunto all'estero con contratti a tempo determinato.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 1.935 milioni di euro (665 milioni di euro nel 2001); l'aumento è riconducibile essenzialmente alle acquisizioni dei progetti NC-41 per conto AgipGas BV e Greenstream per conto Greenstream BV. Al 31 dicembre 2002 il portafoglio ordini residuo ammontava a 2.092 milioni di euro (1.502 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

SNAMPROGETTI SPA: la perdita operativa (16 milioni di euro) aumenta di 25 milioni di euro a seguito dei maggiori stanziamenti a fondi rischi su commesse in fase di chiusura (17 milioni di euro) e della definizione di accordi transattivi (8 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica di 951 milioni di euro diminuiscono di 3 milioni di euro, pari allo 0,3%.

La perdita netta di 7 milioni di euro registra un peggioramento di 26 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della flessione del risultato operativo (25 milioni di euro); (ii) dell'incremento degli oneri straordinari netti (6 milioni di euro); (iii) delle maggiori imposte sul reddito (5 milioni di euro). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati del miglioramento della gestione delle partecipazioni (12 milioni di euro) connesso principalmente ai maggiori dividendi ricevuti.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 (2.397 unità) registra una diminuzione di 65 unità rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 849 milioni di euro (670 nel 2001), di cui 6 milioni di euro relativi al progetto Alta capacità/velocità Milano-Bologna. Al 31 dicembre 2002 il portafoglio ordini residuo ammonta a 2.827 milioni di euro (2.930 al 31 dicembre 2001).

SNAM RETE GAS SPA: il 2002 è il primo anno di piena operatività della Società che il 1° luglio 2001 ha ricevuto in conferimento dalla Snam SpA il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas".

L'utile operativo di 771 milioni di euro tiene conto dell'onere sostenuto (86 milioni di euro) per il tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia sulla proprietà dei metanodotti.

I ricavi della gestione caratteristica (1.706 milioni di euro) sono rappresentati per il 98% da attività di trasporto regolate (1.666 milioni di euro).

L'utile netto di 48 milioni di euro sconta ammortamenti eccedenti e rettifiche di valore effettuati in applicazione di norme tributarie di 595 milioni di euro.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio ammontano a 383 milioni di euro e riguardano in particolare lo sviluppo della rete di trasporto connesso al potenziamento del sistema di importazione dalla Russia e dal Nord Europa (319 milioni di euro) e la realizzazione di nuovi sistemi informativi (64 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2002 è di 2.588 unità.

☐ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono indicati nella nota integrativa.

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni[10]

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti del Gruppo legato al conseguimento degli obiettivi prefissati, aziendali e individuali, che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività dell'Eni, a partire dal 2000 sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni, godimento regolare, ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[11] che raggiungono annualmente gli obiettivi aziendali e individuali prefissati. L'offerta è effettuata entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di offerta o, se precedente, a quello successivo alla data di cessazione consensuale del rapporto di lavoro o di decesso dell'assegnatario. L'impegno dell'Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e decade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il trattamento fiscale delle stock grant è il seguente: al momento dell'emissione, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data di emissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%.

In applicazione del Piano 2000-2001, il 6 giugno 2000 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare entro il 31 luglio 2001 il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 3,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,0875% del capitale sociale) mediante emissione di 3,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 21 giugno 2000 e il 7 giugno 2001 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo, rispettivamente, di 2 e 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sot-

(10) L'Assemblea del 1° giugno 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione del valore nominale di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro. Conseguentemente sono stati modificati il comma 4 e il comma 5 dell'art. 5 dello Statuto che prevedono la delega al Consiglio di Amministrazione di aumentare il capitale sociale, rispettivamente, a titolo gratuito al servizio del Piano di stock grant e a pagamento al servizio del Piano di stock option, nonché i relativi regolamenti. Ai fini di chiarezza espositiva, nel testo le delibere delle assemblee e dei consigli di amministrazione del 2000 si considerano assunte in euro.

(11) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

toscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto, rispettivamente, nel 1999 e nel 2000 gli obiettivi aziendali e individuali prefissati.

In applicazione del Piano 2002, il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile la delega ad aumentare, entro il 31 dicembre 2002, il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 1,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,0375% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, godimento regolare, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2001 gli obiettivi aziendali e individuali prefissati.

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti nel triennio 1999-2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, complessivamente n. 4.317.500 azioni (pari allo 0,1079% del capitale sociale), come segue: (i) nel 2000 n. 1.428.550; (ii) nel 2001 n. 1.851.750; (iii) nel 2002 n. 1.037.200. Alla data del 31 dicembre 2002 sono decaduti n. 7.450 diritti; alla stessa data sono state sottoscritte n. 750.200 azioni.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 e del Piano 2002 è la seguente:

	2001			2002		
(€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio [a]	Prezzo di mercato [b]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio [a]	Prezzo di mercato [b]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**1.399.200**	-	**13,870**	**2.691.300**	-	**14,063**
Nuovi diritti assegnati	1.851.750	-	15,100	1.037.200	-	15,973
Diritti esercitati nel periodo [c]	(554.500)	-	13,531	(166.350)	-	14,818
Diritti scaduti nel periodo	(5.150)	-	14,259	(2.300)	-	14,873
Diritti esistenti al 31 dicembre	**2.691.300**	-	**14,063**	**3.559.850**	-	**14,509**
Di cui: esercitabili al 31 dicembre	**6.650**	-	**14,063**	-		-

(a) Trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo.
(b) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei valori di mercato delle azioni (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data di assegnazione, emissione delle azioni o, per quelli scaduti, la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.
(c) I diritti esercitati nel 2001 includono 388.200 azioni emesse il 2 gennaio 2002 (a un valore di mercato di 13,382 euro).

I diritti esistenti al 31 dicembre 2002 scadono nel 2003 per 1.035.750 azioni, nel 2004 per 1.509.100 azioni e nel 2005 per 1.015.000 azioni. A seguito della sottoscrizione delle azioni assegnate gratuitamente, il capitale sociale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2002 è pari a 4.001.814.026 euro, rappresentato da n. 4.001.814.026 azioni del valore nominale di 1 euro.

Stock option

2000-2001

Il Piano di stock option 2000-2001 – le cui caratteristiche sono illustrate nella relazione al bilancio al 31 dicembre 2001 – prevede l'esercitabilità delle opzioni per la sottoscrizione di azioni Eni, da emettersi in esecuzione dell'aumento di capitale deliberato il 2 agosto 2000 dall'Assemblea degli azionisti, a condizione che nel mese di luglio 2002 la media aritmetica dei prezzi ufficiali di borsa del titolo Eni risulti pari o superiore a 16,8 euro. In relazione all'andamento del titolo nel mese di luglio, le n. 12.032.000 opzioni esistenti al 1° gennaio 2002 per la sottoscrizione di un pari numero di azioni Eni offerte a dirigenti del Gruppo al prezzo di 12,992 euro (corrispondente alla media aritmetica dei prezzi rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la delibera del 26 settembre 2000 di aumento del capitale da parte del Consiglio di Amministrazione) non sono più esercitabili.

2002

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari a circa lo 0,375% del capitale sociale), a valere sui piani di stock option da realizzare nel triennio 2002-2004, da vendere, al prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di assegnazione del diritto di acquisto, ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate, ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[12], che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo (314 persone).

(12) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

Il trattamento fiscale delle stock option è il seguente: ai piani di stock option è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 48, comma 2, lettera g-bis) del D.P.R. 917/1986; non è perciò imponibile la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%.

Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di stock option – assegnazione 2002 – che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie nel rapporto di 1 a 1; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano, e ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2002 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, al prezzo corrispondente alla media sopraindicata, decorsi tre anni dalla data di assegnazione. In caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, o di decesso dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento, a eccezione dell'Amministratore Delegato che conserva il diritto di esercitare le opzioni fino al 31 luglio 2010. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, sia da parte dell'azienda sia da parte dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione le opzioni decadono. Le opzioni non esercitate entro il 31 luglio 2010 decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Al 31 dicembre 2002 sono stati assegnati n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 15,216 euro, corrispondente alla media di cui sopra.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 e del Piano 2002 è la seguente:

	2001			2002		
(€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**14.369.500**	**12,992**	**13,870**	**12.032.000**	**12,992**	**14,063**
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	3.518.500	15,216	15,216
Diritti esercitati nel periodo	-	-	-	-	-	-
Diritti scaduti nel periodo [b][c]	(2.337.500)		13,613	(12.032.000)	12,992	15,216
Diritti esistenti al 31 dicembre	**12.032.000**	**12,992**	**14,063**	**3.518.500**	**15,216**	**14,509**
Di cui: esercitabili al 31 dicembre				**42.000**		**14,509**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni assegnate o scadute nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei valori di mercato delle azioni pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente, rispettivamente, la data di assegnazione o di risoluzione del rapporto di lavoro; per il 2002, il termine del 31 luglio (mese di riferimento del target). Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(b) I diritti scaduti nel 2001 riguardano diritti estinti a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro o di decesso dell'assegnatario.

(c) I diritti scaduti nel 2002 riguardano diritti non più esercitabili per il mancato raggiungimento del target prefissato.

☐ Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e ai direttori generali

Ai sensi della dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate all'Amministratore Delegato e ai direttori generali (dipendenti Eni) in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti descritti in precedenza. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2002 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock grant

Nella tabella seguente sono indicati gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione azioni Eni, a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio è omessa trattandosi di azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti assegnati nel corso dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio	Diritti scaduti nell'esercizio	Diritti scaduti alla fine dell'esercizio	
Cognome e nome		Numero opzioni	Scadenza media (1)	Numero opzioni	Scadenza media (1)	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Scadenza media (1)
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	60.850 (2)	786	29.300 (3)	1.096	-	-	90.150	591
Cao Stefano	Direttore generale	12.800 (4)	930	12.800 (5)	1.096	-	-	25.600	762
Cao Stefano	Direttore generale	17.600 (6)	712	-	-	-	-	17.600	347
Sgubini Luciano	Direttore generale	33.950 (7)	824	12.800 (5)	1.096	-	-	46.750	596

(1) Espressa in giorni.
(2) Impegni assunti in data 21 giugno 2000 e 7 giugno 2001.
(3) Impegno assunto in data 2 luglio 2002.
(4) Impegno assunto in data 18 giugno 2001.
(5) Impegno assunto in data 15 luglio 2002.
(6) I diritti indicati si riferiscono all'impegno assunto dalla Saipem SpA in data 13 novembre 2000 nei confronti di Stefano Cao, in qualità di Presidente della società fino al 24 novembre 2000, di offrire in sottoscrizione azioni Saipem a titolo gratuito.
(7) Impegni assunti in data 25 luglio 2000 e 18 giugno 2001.

Stock option

		Amministratore Delegato	Direttore generale	Direttore generale
		Mincato Vittorio	Cao Stefano	Sgubini Luciano
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:				
- numero opzioni		546.500	232.500	286.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	12,992	12,992	12,992
- scadenza		31.07.2005	31.07.2005	31.07.2005
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:				
- numero opzioni		165.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216
- scadenza		31.07.2010	31.07.2010	31.07.2010
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:				
- numero opzioni		-	-	-
- prezzo medio di esercizio	(€)	-	-	-
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(€)	-	-	-
Opzioni scadute nell'esercizio (1):				
- numero opzioni		546.500	232.500	286.000
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:				
- numero opzioni		165.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216
- scadenza		31.07.2010	31.07.2010	31.07.2010

(1) In relazione al mancato raggiungimento del target di quotazione prefissato delle azioni Eni.

☐ Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono elencate nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, dai sindaci e dai direttori generali. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2002 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Il numero delle azioni è indicato per ciascun soggetto e, nell'ambito, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie").

Cognome e nome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2001	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2002
Consiglio di Amministrazione					
Gros-Pietro Gian Maria	Eni SpA (1)	10.000		5.000	5.000
	Snam Rete Gas SpA (1)	2.000			2.000
Mincato Vittorio	Eni SpA	21.800			21.800
Clô Alberto	Eni SpA	1.050		1.050	0
	Italgas SpA	1.150		1.150	0
Colombo Umberto	Eni SpA	0	1.939		1.939
	Snam Rete Gas SpA	1.000			1.000
Costi Renzo	Eni SpA	0	2.517	2.517	0
De Paoli Luigi	Eni SpA (1)	4.000			4.000
	Italgas SpA	1.500			1.500
	Snam Rete Gas SpA	1.000			1.000
Fruscio Dario	Eni SpA (1)	550			550
Moscato Guglielmo	Eni SpA	28.365	19.700		48.065
	Snam Rete Gas SpA	1.000			1.000
Resca Mario	Eni SpA (1)	1.100		1.100	0
Collegio Sindacale					
Biscozzi Luigi	Eni SpA (1)	10.500			10.500
	Italgas SpA	5.000		5.000	0
	Saipem SpA	0	3.000		3.000
	Snam Rete Gas SpA (1)	1.000	30.000		31.000
Colombo Paolo Andrea	Eni SpA (1)	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA (1)	2.000			2.000
Silva Giorgio	Eni SpA	0	1.375		1.375
	Snam Rete Gas SpA	1.000	1.000		2.000
Direttori generali					
Cao Stefano	Eni SpA	3.500			3.500
	Saipem SpA	13.300			13.300
	Snam Rete Gas SpA	1.000			1.000
Sgubini Luciano	Eni SpA	15.650			15.650
	Snam Rete Gas SpA	8.000		7.000	1.000

(1) Possedute anche dal coniuge.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

☐ Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali dalla Società e dalle sue controllate sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2002 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica nell'Eni SpA" sono indicati gli emolumenti di competenza deliberati dall'Assemblea e la rimunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato stabilita dal Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 2389, comma 2, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefits, comprese le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile della rimunerazione del Presidente e la retribuzione variabile da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali, nonché gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di €)

Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica nell'Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Gros-Pietro Gian Maria	Presidente	01.01-29.05		302	3	289		594
Poli Roberto	Presidente	30.05-31.12	30.05.05	297				297
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	283		604	935	1.822
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	74				74
Clô Alberto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	75				75
Colombo Umberto	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	75				75
De Paoli Luigi	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Fruscio Dario	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	46				46
Moscato Guglielmo	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	48				48
Resca Mario	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	48				48
Sapelli Giulio Marcello	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Siniscalco Domenico (2)	Consigliere	01.01-29.05						
Collegio Sindacale								
Monorchio Andrea (3)	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	60				60
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	78			48 (4)	126
Colombo Paolo Andrea	Sindaco effettivo	30.05-31.12	30.05.05	49			10 (5)	59
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	71			48 (6)	119
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	76			20 (7)	96
Sica Mario	Sindaco effettivo	01.01-29.05		21			34 (8)	55
Direttore generale Divisione E&P								
Cao Stefano		01.01-31.12				248	533	781
Direttore generale Divisione G&P								
Sgubini Luciano		01.02-31.12				272	555	827
				1.684	**3**	**1.413**	**2.183**	**5.283**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2004.
(2) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'economia e delle finanze (26 mila euro).
(3) L'emolumento riguarda il periodo 1° luglio-31 dicembre 2002; in precedenza l'emolumento era versato al Ministero dell'economia e delle finanze (46 mila euro).
(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'EniChem SpA e nella Polimeri Europa SpA.
(5) Comprende il compenso per la carica di Amministratore nella Saipem SpA per il periodo 1° gennaio-31 maggio 2002.
(6) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno.
(7) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.
(8) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam SpA, dal 1° gennaio al 1° febbraio 2002, e della Snam Rete Gas SpA.

Azioni proprie e di società controllanti

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha autorizzato la prosecuzione, per un periodo di 18 mesi, del programma di acquisto di azioni proprie fino a un massimo di 400 milioni di azioni elevando da 3,4 a 5,4 miliardi di euro l'ammontare massimo. Entrambi i limiti sono comprensivi delle azioni proprie in portafoglio alla data dell'Assemblea (161,4 milioni di azioni per un costo di 2.175 milioni di euro).

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2002 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (€)	Costo complessivo (milioni di €)	Capitale sociale (%)
Anno 2000	44.381.500	12,924	574	1,11
Anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
Anno 2002 (1)	52.256.735	14,743 (2)	770	1,30
Al 31 dicembre 2002	**206.637.561**	**13,735**	**2.838**	**5,16**

(1) Al netto di 7 azioni date in cambio di altrettante azioni Snam, come da delibera dell'Assemblea degli azionisti del 1° giugno 2001.
(2) Nel 2002 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi delle azioni Eni è stata di 15,272.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si evidenzia che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato.

☐ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 comma 4, del codice civile, si attesta che l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale, 82.

☐ Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Eni SpA opera, oltre che nelle attività di ricerca, esplorazione e produzione di idrocarburi, vendita di gas naturale e raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, nel settore dell'energia elettrica. Poiché cede a terzi quantitativi di energia superiori a 400 gigawattora rientra nel disposto della delibera n. 310/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera).

Le centrali di cogenerazione per la produzione di energia elettrica dell'Eni SpA sono le seguenti:

(megawatt)

Ubicazione	Potenza installata complessiva
a) Rotello (CB) due centrali	20
b) Raffineria di Venezia	283
Raffineria di Gela	262
Raffineria di Priolo	243
Raffineria di Sannazzaro	89
Stabilimento di Fornovo	4

Nel 2002 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 4.207 milioni di chilowatt. La produzione ottenuta presso la centrale di Priolo si riferisce al periodo 1° gennaio-30 settembre 2002, perché dal 1° ottobre 2002 la raffineria, compresa la centrale elettrica, è stata conferita alla società Erg Raffinerie Mediterranee SpA, nella quale Eni SpA detiene una quota di capitale del 28%.

La produzione ottenuta nel 2002 presso le centrali sub a) è stata di 134 milioni di chilowatt, ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 12 milioni di euro. Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2002. I criteri adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale sono state suddivise secondo il criterio guida dei centri di costo desunti dalla contabilità.

La produzione ottenuta presso le centrali sub b) si inquadra nell'ambito dell'autoproduzione, ed è ottenuta in impianti cogenerativi che, con riferimento alle condizioni nominali d'esercizio, presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica prodotte in assetto cogenerativo inferiore a uno. In relazione a ciò, ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera, esse sono inquadrate nell'ambito delle "Altre attività".

Stato patrimoniale al 31.12.2002 ripartito per attività

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
Immobilizzazioni immateriali:						
costi di ricerca e sviluppo						
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		48	48			48
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		119	119			119
avviamento		9	9			9
immobilizzazione in corso e acconti		65	65			65
altre		34	34			34
Totale		**275**	**275**			**275**
Immobilizzazioni materiali:						
terreni e fabbricati		445	445			445
impianti e macchinario	13	2.265	2.278			2.278
attrezzature industriali e commerciali		16	16			16
altri beni		78	78			78
immobilizzazioni in corso e acconti		748	748			748
Totale	**13**	**3.552**	**3.565**			**3.565**
Immobilizzazioni finanziarie:						
partecipazioni in:						
- imprese controllate					17.292	17.292
- imprese collegate					373	373
- altre imprese					9	9
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		23	23			23
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		11	11			11
- verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		1	1			1
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		5	5			5
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		5	5			5
altri titoli		19	19			19
azioni proprie					2.838	2.838
per un valore nominale complessivo di 154.380.826 euro e 206.637.561 euro rispettivamente nel 2001 e nel 2002						
Totale		**64**	**64**		**20.512**	**20.576**
Totale immobilizzazioni	**13**	**3.891**	**3.904**		**20.512**	**24.416**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Attivo circolante:						
Rimanenze:						
materie prime, sussidiarie e di consumo		323	323			323
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		33	33			33
lavori in corso su ordinazione		9	9			9
prodotti finiti e merci		1.064	1.064			1.064
Totale		**1.429**	**1.429**			**1.429**
Crediti:						
verso clienti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	2	3.449	3.451			3.451
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		48	48			48
verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		1.392	1.392			1.392
verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		187	187			187
verso controllanti:						
verso altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		847	847			847
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		1.771	1.771			1.771
Totale	**2**	**7.694**	**7.696**			**7.696**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:						
titoli					230	230
Totale					**230**	**230**
Disponibilità liquide:						
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo					2.423	2.423
danaro e valori in cassa					6	6
Totale					**2.429**	**2.429**
Totale attivo circolante	**2**	**9.123**	**9.125**		**2.659**	**11.784**
Ratei e risconti:						
disaggio su prestiti		1	1			1
ratei e altri risconti		55	55			55
TOTALE ATTIVO	**15**	**13.070**	**13.085**		**23.171**	**36.256**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
PASSIVO						
Patrimonio netto:						
Capitale					4.002	4.002
Riserva di rivalutazione						
- legge 675/1975					..	..
- legge 72/1983					3	3
- legge 408/1990					2	2
- legge 413/1991					39	39
- legge 342/2000					8.786	8.786
- legge 448/2001					43	43
Riserva legale					959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio					2.838	2.838
Altre riserve:						
- riserva per acquisto di azioni proprie					2.562	2.562
- riserva da avanzo di fusione					1.390	1.390
- riserva disponibile					757	757
- riserva ammortamenti anticipati legge 448/2001					560	560
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986					366	366
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge 613/1967					84	84
- riserva art. 14 legge 342/2000					74	74
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986					67	67
- conferimenti leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986					62	62
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 69/1983					19	19
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile					4	4
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993					1	1
Utile dell'esercizio					3.880	3.880
Totale					**26.498**	**26.498**
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		10	10			10
per imposte		41	41			41
altri		1.626	1.626			1.626
Totale		**1.677**	**1.677**			**1.677**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**142**	**142**			**142**
Debiti:						
obbligazioni:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					500	500
debiti verso banche:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					698	698
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					176	176
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					49	49
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		255	255			255
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	1	1.989	1.990			1.990
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		42	42			42
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2.473	2.473			2.473
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		644	644			644
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		148	148			148
debiti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		448	448			448
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		23	23			23
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		42	42			42
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		1	1			1
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		220	220			220
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		7	7			7
Totale	**1**	**6.292**	**6.293**		**1.423**	**7.716**
Ratei e risconti		223	223			223
TOTALE PASSIVO	**1**	**8.334**	**8.335**		**27.921**	**36.256**

Conto economico 2002 ripartito per attività

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	12	41.372	41.384	(7)		41.377
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		64	64			64
variazioni dei lavori in corso su ordinazione						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		105	105			105
altri ricavi e proventi:						
. contributi in conto esercizio		23	23			23
. altri		468	468			468
Totale	**12**	**42.032**	**42.044**	**(7)**		**42.037**
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(7)	(20.977)	(20.984)	7		(20.977)
per servizi	(2)	(4.764)	(4.766)			(4.766)
per godimento di beni di terzi		(462)	(462)			(462)
per il personale:						
- salari e stipendi		(544)	(544)			(544)
- oneri sociali		(174)	(174)			(174)
- trattamento di fine rapporto		(40)	(40)			(40)
- altri costi		(4)	(4)			(4)
ammortamenti e svalutazioni:						
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		(153)	(153)			(153)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(2)	(811)	(813)			(813)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		(4)	(4)			(4)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		(15)	(15)			(15)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		150	150			150
accantonamenti per rischi		(16)	(16)			(16)
altri accantonamenti		(162)	(162)			(162)
oneri diversi di gestione		(11.088)	(11.088)			(11.088)
Totale	**(11)**	**(39.064)**	**(39.075)**	**7**		**(39.068)**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione	1	2.968	2.969			2.969
Proventi e oneri finanziari						
proventi da partecipazioni:						
. da imprese controllate					2.125	2.125
. da imprese collegate					8	8
. da altri					12	12
altri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:						
. da imprese controllate					4	4
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni					14	14
- proventi diversi dai precedenti:						
. da imprese controllate					165	165
. da imprese collegate					36	36
. da altri					515	515
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate					(62)	(62)
. verso imprese collegate					(3)	(3)
. verso altri					(526)	(526)
Totale					**2.288**	**2.288**
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni					2	2
svalutazioni:						
- di partecipazioni					(2.054)	(2.054)
Totale delle rettifiche					**(2.052)**	**(2.052)**
Proventi e oneri straordinari						
proventi					1.402	1.402
oneri					(152)	(152)
Totale delle partite straordinarie					**1.250**	**1.250**
Risultato prima delle imposte	1	2.968	2.969		**1.486**	**4.455**
imposte sul reddito dell'esercizio					(575)	(575)
Utile dell'esercizio	1	2.968	2.969		**911**	**3.880**

☐ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 31 gennaio 2003, la Corte di Cassazione ha confermato il provvedimento di sequestro preventivo da parte del Tribunale di Rovigo della piattaforma "Naomi Pandora" e relativi pozzi di produzione, al largo delle coste del Polesine, con conseguente fermata della produzione (circa 2.400 boe/giorno).

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nell'andamento operativo, nonché relativamente all'OPA su Italgas e alla transazione con la Edison sul contenzioso ex Enimont, rispettivamente, nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Vendite di gas naturale" e nei "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

☐ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione E&P

Nel 2003 sono previsti investimenti nell'attività di esplorazione e sviluppo in Italia di circa 630 milioni di euro.

L'attività esplorativa nel 2003 sarà concentrata nell'offshore siciliano per vagliare i nuovi temi aperti dalle scoperte di Panda, oltre che in aree più tradizionali quali Pianura Padana, Bacino Ancona-Pescara e Sicilia onshore.

L'attività di sviluppo sarà volta alla rapida valorizzazione di nuove riserve e alla ottimizzazione del recupero delle riserve di giacimenti a olio e a gas già in produzione. Per il tema a olio sarà completato il progetto Val d'Agri, che raggiungerà il tetto di produzione nel 2005, e sarà sviluppata la scoperta di Miglianico con inizio produzione entro il 2005. Per il tema a gas è prevista la realizzazione di nuovi progetti di sviluppo nell'offshore adriatico e nell'offshore siciliano.

Si prevede che la produzione di idrocarburi nel 2003 registrerà una flessione di circa il 3,8% rispetto al 2002. L'atteso declino produttivo dei campi dell'Adriatico Centro-Settentrionale e della Val Padana sarà solo in parte compensato dall'aumento della produzione in Val d'Agri.

Divisione G&P

La Divisione Gas & Power proseguirà nella strategia di espansione delle vendite di gas all'estero, in particolare in Europa, per bilanciare il potenziale di crescita che non può essere colto sul mercato domestico a causa dei limiti fissati dal D.Lgs. 164/2000.

L'obiettivo di crescita nel mercato europeo è articolato su più azioni di sviluppo e fa affidamento sulla realizzazione di progetti di considerevole impegno; in particolare: (i) crescita in mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Turchia; in queste aree è stata conclusa nel 2002 la fase di ingresso attraverso acquisizioni e realizzazioni di infrastrutture cui seguirà, a partire dal 2003, la fase gestionale e commerciale; (ii) valorizzazione del gas di produzione, in particolare di quello libico, attraverso la realizzazione del progetto Greenstream, che collegherà la Libia alla Sicilia; (iii) sviluppo della presenza nel GNL.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano del gas, la Divisione Gas & Power è impegnata nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. La personalizzazione dell'offerta, la creazione di piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita, lo sviluppo del canale internet, anche attraverso la realizzazione di un portale e l'offerta di servizi tecnici a valore aggiunto contribuiranno a rafforzare gli aspetti di relazione con il cliente e a supportare l'attività delle unità commerciali che operano home-based. Il conseguimento degli obiettivi di vendita in Italia farà leva nel medio termine anche sullo sviluppo da parte di EniPower di nuovi impianti a ciclo combinato ad alto rendimento e a priorità di dispacciamento, con conseguente consumo di volumi di gas non compresi nel calcolo dei limiti fissati dal D.Lgs. 164/2000.

I volumi di gas naturale venduti in Italia e in Europa sono previsti in crescita di circa il 3% rispetto al 2002.

Le azioni volte a incrementare l'efficienza e le capacità di generare valore proseguiranno come risultato della riorganizzazione del business e del conseguimento delle sinergie perseguibili.

Divisione R&M

Nel 2003 sono previsti investimenti tecnici di circa 570 milioni di euro relativi in particolare all'avvio della realizzazione dell'impianto di gassificazione del TAR presso la raffineria di Sannazzaro, al mantenimento dell'efficienza delle raffinerie, al potenziamento e alla ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, nonché al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente. Le lavorazioni in conto proprio sono previste in diminuzione di circa il 4% a seguito della progressiva entrata a regime degli accordi con la Erg relativi alla raffineria di Priolo (7,5 milioni di tonnellate a regime nel 2006). Il tasso di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie è previsto in aumento rispetto al 2002 (99%) a seguito del migliore bilanciamento ottenuto fra la capacità di lavorazione e la domanda. Le vendite sul mercato rete sono previste in diminuzione del 17% a seguito, in particolare, della costituzione della Italiana Petroli Srl alla quale sono stati conferiti contratti di convenzionamento di stazione di servizio (in massima parte) e stazioni di servizio (circa 3.000 unità), oltre che alle chiusure/cessioni effettuate nel 2002 e programmate nel 2003. L'erogato medio per stazioni di servizio (1.922 mila litri nel 2002) è previsto in crescita.

Le vendite sul mercato extrarete sono previste in flessione di circa il 49% a seguito del conferimento alla Atriplex Srl (100% Eni) del ramo d'azienda vendita di carburanti e combustibili ai clienti rivenditori, piccola industria e piccola marina.

stato patrimoniale

(€)		**31.12.2001**	**31.12.2002**
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di ricerca e di sviluppo			
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		16.474.401	47.987.875
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		135.886.477	119.340.602
avviamento		2.295.217	9.254.710
immobilizzazioni in corso e acconti		25.351.905	64.502.264
altre		19.982.999	34.240.485
Totale		**199.990.999**	**275.325.936**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		48.415.829	445.122.524
impianti e macchinario		1.267.249.549	2.277.687.255
attrezzature industriali e commerciali		3.980.618	15.968.161
altri beni		10.841.075	78.532.331
immobilizzazioni in corso e acconti		517.558.896	747.571.780
Totale		**1.848.045.967**	**3.564.882.051**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		12.921.041.380	17.674.033.416
- imprese controllate		*12.804.899.328*	*17.292.498.170*
- imprese collegate		*112.111.005*	*372.633.928*
- altre imprese		*4.031.047*	*8.901.318*
crediti:		44.640.279	44.675.519
- verso imprese controllate:		39.475.710	33.977.030
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*27.531.857*	*22.662.462*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*11.943.853*	*11.314.568*
- verso imprese collegate:			516.456
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*220.051*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*296.405*
- verso altri:		5.164.569	10.182.033
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.443.046*	*4.716.973*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.721.523*	*5.465.060*
altri titoli			19.285.476
azioni proprie		2.067.808.820	2.838.211.882
per un valore nominale complessivo di 154.380.826 euro e 206.637.561 euro rispettivamente nel 2001 e nel 2002			
Totale		**15.033.490.479**	**20.576.206.293**
Totale immobilizzazioni		**17.081.527.445**	**24.416.414.280**

(€)		31.12.2001	31.12.2002
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		41.559.439	323.397.761
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			32.802.676
lavori in corso su ordinazione		4.447.936	9.468.978
prodotti finiti e merci		21.348.251	1.064.015.069
Totale		**67.355.626**	**1.429.684.484**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		181.140.813	3.498.413.296
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*181.140.813*	*3.450.770.126*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*47.643.170*
verso imprese controllate:		407.841.108	1.391.765.565
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*407.837.958*	*1.391.762.585*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.150*	*2.980*
verso imprese collegate:		7.300.997	187.047.664
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*7.300.997*	*186.646.504*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*401.160*
verso controllanti:		33.506	
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*33.506*	
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			
verso altri:		1.454.591.451	2.617.359.941
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*622.004.086*	*846.584.606*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*832.587.365*	*1.770.775.335*
Totale		**2.050.907.875**	**7.694.586.466**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
titoli		365.658.000	230.534.968
Totale		**365.658.000**	**230.534.968**
Disponibilità liquide:	(NOTA N. 7)		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		139.488.519	2.422.808.396
danaro e valori in cassa		291.308	5.819.107
Totale		**139.779.827**	**2.428.627.503**
Totale attivo circolante		**2.623.701.328**	**11.783.433.421**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 8)	33.715.492	56.071.811
disaggio su prestiti		1.231.600	1.085.600
ratei e altri risconti		32.483.892	54.986.211
TOTALE ATTIVO		**19.738.944.265**	**36.255.919.512**

(€)		31.12.2001	31.12.2002
PASSIVO			
Patrimonio netto:	(NOTA N. 9)		
Capitale		4.001.259.476	4.001.814.026
Riserva di rivalutazione:		875.388.394	8.872.914.951
- legge n. 576/1975			302.702
- legge n. 72/1983			2.633.949
- legge n. 408/1990			1.862.771
- legge n. 413/1991			38.926.273
- legge n. 342/2000		875.388.394	8.785.752.980
- legge n. 448/2001			43.436.276
Riserva legale		958.253.743	958.368.373
Riserva per azioni proprie in portafoglio		2.067.808.820	2.838.211.998
Altre riserve:		5.222.229.360	5.946.415.304
- riserva per acquisto di azioni proprie		1.332.191.180	2.561.788.002
- riserva da avanzo di fusione			1.390.558.557
- riserva disponibile		3.512.941.838	757.404.674
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001			560.217.176
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986		32.420.287	365.833.230
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		84.086.675	84.086.675
- riserva art. 14 legge n. 342/2000		73.455.881	73.455.881
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986		103.026.328	66.965.269
- conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986		61.276.169	61.924.193
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983		19.181.207	19.181.207
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		3.417.799	4.024.950
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		231.996	975.490
Utile dell'esercizio		2.250.427.481	3.880.322.794
Totale		**15.375.367.274**	**26.498.047.446**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili			10.031.641
per imposte		35.609.628	41.251.842
altri		868.770.764	1.625.476.253
Totale		**904.380.392**	**1.676.759.736**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(NOTA N. 11)	**60.486.842**	**141.614.884**

(€)		31.12.2001	31.12.2002
Debiti:	(NOTA N. 12)		
obbligazioni:		1.016.456.899	500.000.000
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.016.456.899*	*500.000.000*
debiti verso banche:		373.685.944	874.021.718
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*328.659.789*	*698.111.686*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*45.026.155*	*175.910.032*
debiti verso altri finanziatori:		41.183.035	49.129.755
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*41.183.035*	*49.129.755*
acconti:		32.013.018	254.878.356
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*32.013.018*	*254.878.356*
debiti verso fornitori:		300.589.381	2.032.321.501
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*264.370.508*	*1.989.659.555*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*36.218.873*	*42.661.946*
debiti verso imprese controllate:		1.215.738.884	3.117.364.278
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*994.171.353*	*2.473.036.886*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*221.567.531*	*644.327.392*
debiti verso imprese collegate:		58.415.541	148.291.636
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*58.415.541*	*148.151.130*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*140.506*
debiti tributari:		224.920.680	471.082.089
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*224.920.680*	*448.368.918*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*22.713.171*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		16.228.298	41.992.866
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*15.692.346*	*41.739.895*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*535.952*	*252.971*
altri debiti:		42.839.804	226.873.008
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*42.839.804*	*220.112.426*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*6.760.582*
Totale		**3.322.071.484**	**7.715.955.207**
Ratei e risconti	(NOTA N. 13)	76.638.273	223.542.239
TOTALE PASSIVO		**19.738.944.265**	**36.255.919.512**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(€)		31.12.2001	31.12.2002
GARANZIE	(NOTA N. 14)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		1.854.326.721	2.020.076.701
di imprese collegate		4.800.208.648	4.800.208.648
di altri		1.209.316	3.040.207
		6.655.744.685	**6.823.325.556**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		5.270.464.236	7.830.077.137
di imprese collegate			1.349.534.019
proprio per crediti ceduti		371.234.295	83.455.226
proprio per altre garanzie		49.450.531	443.745.491
di altri		1.492.597	46.536.640
		5.692.641.659	**9.753.348.513**
TOTALE GARANZIE		**12.348.386.344**	**16.576.674.069**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 15)		
Impegni:			
acquisto di beni			3.004.344.862
vendita di beni		55.408.155	147.300.000
contratti derivati di copertura:			
. su interessi			166.596.352
. di acquisto valuta			466.234.185
. di vendita valuta			302.625.451
. di acquisto merci			92.730.510
. di vendita merci			41.272.615
altri impegni		617.210.401	502.137.951
		672.618.556	**4.723.241.926**
Rischi:			
beni di terzi in custodia			97.236.059
altri		27.735.357	30.872.606
		27.735.357	**128.108.665**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**700.353.913**	**4.851.350.591**

conto economico

(€)		**31.12.2001**	**31.12.2002**
Valore della produzione:	(NOTA N. 16)		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		3.968.253.533	41.376.675.637
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		146.296.099	63.920.808
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(2.616.208)	57.778
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		114.065.804	105.163.572
altri ricavi e proventi:		102.599.699	490.870.908
. contributi in conto esercizio		*831.006*	*23.487.497*
. altri		*101.768.693*	*467.383.411*
Totale		**4.328.598.927**	**42.036.688.703**
Costi della produzione:	(NOTA N. 17)		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(235.301.216)	(20.976.786.613)
per servizi		(608.826.012)	(4.766.241.831)
per godimento di beni di terzi		(283.788.415)	(462.018.747)
per il personale:		(301.746.339)	(761.501.471)
- salari e stipendi		*(213.650.882)*	*(544.408.609)*
- oneri sociali		*(70.902.250)*	*(173.522.110)*
- trattamento di fine rapporto		*(16.692.467)*	*(39.801.185)*
- altri costi		*(500.740)*	*(3.769.567)*
ammortamenti e svalutazioni:		(765.718.594)	(984.481.815)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(137.950.423)*	*(152.607.565)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(622.176.892)*	*(812.704.621)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*(2.496.000)*	*(3.731.570)*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(3.095.279)*	*(15.438.059)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(17.884.390)	149.757.279
accantonamenti per rischi		(1.213.674)	(15.954.127)
altri accantonamenti		(75.630.895)	(161.502.150)
oneri diversi di gestione		(97.084.620)	(11.088.121.102)
Totale		**(2.387.194.155)**	**(39.066.850.577)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**1.941.404.772**	**2.969.838.126**

(€)		31.12.2001	31.12.2002
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 18)		
proventi da partecipazioni:		2.232.694.639	2.145.006.657
. da imprese controllate		*2.232.546.379*	*2.124.817.010*
. da imprese collegate			*7.599.285*
. da altri		*148.260*	*12.590.362*
altri proventi finanziari:		170.257.724	734.432.927
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:		*26.954.323*	*4.223.694*
. da imprese controllate		*26.902.070*	*3.862.521*
. da imprese collegate			*44.814*
. da altri		*52.253*	*316.359*
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni			*50.867*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*38.770.264*	*14.454.552*
- proventi diversi dai precedenti:		*104.533.137*	*715.703.814*
. da imprese controllate		*71.872.129*	*164.549.283*
. da imprese collegate			*35.735.910*
. da controllanti		*137.732*	
. da altri		*32.523.276*	*515.418.621*
interessi e altri oneri finanziari:		(141.781.777)	(591.285.355)
. verso imprese controllate		*(62.001.467)*	*(61.538.148)*
. verso imprese collegate			*(3.447.256)*
. verso controllanti			*(12.649)*
. verso altri		*(79.780.310)*	*(526.287.302)*
Totale		**2.261.170.586**	**2.288.154.229**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 19)		
rivalutazioni:		14.875.272	2.116.501
- di partecipazioni		*875.272*	*1.631.327*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*14.000.000*	*194.342*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni			*290.832*
svalutazioni:		(1.808.723.638)	(2.054.081.684)
- di partecipazioni		*(1.808.723.638)*	*(2.054.081.684)*
Totale delle rettifiche		**(1.793.848.366)**	**(2.051.965.183)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 20)		
proventi		106.433.757	1.401.898.972
oneri		(27.114.589)	(152.052.107)
Totale delle partite straordinarie		**79.319.168**	**1.249.846.865**
Risultato prima delle imposte		**2.488.046.160**	**4.455.874.037**
imposte sul reddito dell'esercizio	(NOTA N. 21)	(237.618.679)	(575.551.243)
Utile dell'esercizio		**2.250.427.481**	**3.880.322.794**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)	**2001**	**2002**
Utile dell'esercizio	2.250	3.880
Appendice fiscale	288	115
Ammortamenti	472	900
Svalutazioni (rivalutazioni)	1.800	1.804
Variazioni fondi per rischi e oneri	(242)	(66)
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	7	11
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	57	(2)
Minusvalenze (plusvalenze) e perdite (recuperi) su crediti per disinvestimenti	(27)	
Dividendi	(2.173)	(2.129)
Interessi attivi	(153)	(388)
Interessi passivi	105	143
Differenze di cambio non realizzate		
Oneri (proventi) straordinari	(79)	(1.118)
Imposte sul reddito	238	575
Dividendo AgipPetroli a valere sull'utile 2001		(452)
Altre rettifiche		1
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	2.543	3.274
Variazioni:		
- rimanenze	(126)	(203)
- crediti commerciali e diversi	340	863
- ratei e risconti attivi	28	3
- titoli	372	
- debiti commerciali e diversi	19	(1.022)
- ratei e risconti passivi		(38)
Flusso di cassa del risultato operativo	3.176	2.877
Dividendi incassati	2.173	2.120
Interessi incassati	141	360
Interessi pagati	(106)	(149)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	85	(135)
Imposte sul reddito pagate	(1.206)	(944)
Imposte rimborsate e crediti di imposta ceduti		
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.263**	**4.129**

(milioni di €)	**2001**	**2002**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(148)	(157)
- immobilizzazioni materiali	(492)	(780)
- partecipazioni e azioni proprie	(6.194)	(4.456)
- titoli		(1)
- crediti finanziari	(14)	11
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(122)	35
Flusso di cassa degli investimenti	(6.970)	(5.348)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		51
- immobilizzazioni materiali	5	253
- rami d'azienda		10
- partecipazioni	1	166
- titoli		138
- crediti finanziari	749	15
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(2)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	755	631
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(6.215)**	**(4.717)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.100	75
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(90)	(612)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(9)	457
Conferimenti dello Stato - Apporti di capitale	4	
Dividendi pagati	(1.664)	(2.876)
Acquisto di azioni proprie		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(659)**	**(2.956)**
Effetti delle fusioni		**5.833**
Flusso di cassa netto del periodo	**(2.611)**	**2.289**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**2.751**	**140**
Disponibilità liquide a fine periodo	**140**	**2.429**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)		2002
Analisi dei disinvestimenti in rami d'azienda		
Attività a lungo termine:		
- immobilizzazioni immateriali	1	
- immobilizzazioni materiali	312	
		313
Attività a breve termine:		
- rimanenze	10	
- crediti commerciali e diversi	8	
- altre attività	(12)	
		6
Passività a lungo termine:		
- fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie	(32)	
- passività finanziarie	(41)	
- altre passività	(13)	
		(86)
Passività a breve termine:		
- passività finanziarie	(5)	
- altre passività	(52)	
		(57)
Effetto netto dei disinvestimenti		176
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		151
Valore del conferimento		327
Partecipazioni ricevute in sede di conferimento		(241)
a dedurre:		
Disponibilità liquide		
Flusso di cassa dei disinvestimenti		**86**
Operazioni relative all'attività di disinvestimento che non hanno comportato flussi di cassa		
Attività a lungo termine:		
- immobilizzazioni immateriali	27	
- immobilizzazioni materiali	419	
		446
Attività a breve termine:		
- rimanenze	31	
- altre attività	(13)	
		18
Passività a breve termine:		
- debiti commerciali e diversi		
- passività finanziarie	(68)	
- altre passività	(150)	
		(218)
Effetto netto dei disinvestimenti		246
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		
Valore del conferimento		246
Partecipazioni ricevute in sede di conferimento		(246)
a dedurre:		
Disponibilità liquide		
Flusso di cassa dei disinvestimenti		**0**

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2002 è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti e in quanto applicabili, facendo riferimento a quelli emanati dall'International Accounting Standard Board. Poiché non regolati dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

L'Assemblea dell'Eni SpA (Eni) del 1° giugno 2001 ha deliberato le fusioni per incorporazione di Snam SpA (Snam) e di Somicem SpA (Somicem) e il 30 maggio 2002 la fusione per incorporazione di AgipPetroli SpA (AgipPetroli). Gli atti di fusione sono stati stipulati:

- per Snam e Somicem in data 30 gennaio 2002 con effetto dalle ore 00,00 del 1° febbraio 2002 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2002;
- per AgipPetroli in data 20 dicembre 2002 con effetto dalle ore 24,00 del 31 dicembre 2002 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2002.

L'Assemblea dell'incorporata AgipPetroli del 16 luglio 2002 ha deliberato la fusione per incorporazione della Mixoil SpA interamente posseduta dall'AgipPetroli. L'atto di fusione è stato stipulato il 18 novembre 2002 con effetto dalle ore 23,59 del 30 novembre 2002 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2002.

L'Eni possedeva l'intero capitale sociale di AgipPetroli e di Somicem e n. 2.169.999.938 azioni delle 2.170.000.000 azioni rappresentanti il capitale sociale della Snam. Per le n. 62 azioni in possesso di azionisti terzi, l'Assemblea degli azionisti dell'Eni il 1° giugno 2001 ha approvato la proposta del Consiglio di Amministrazione di determinare il rapporto di cambio nella misura di n. 1 azione ordinaria Eni del valore nominale di 1 euro per ogni azione ordinaria Snam del valore nominale di 1.000 lire, senza conguagli in denaro e, a tal fine, ha autorizzato l'utilizzo di n. 62 azioni proprie al servizio dell'operazione di cambio.

A seguito delle avvenute incorporazioni, le voci dello stato patrimoniale e del conto economico non sono comparabili con quelle dell'esercizio precedente; le variazioni intervenute a seguito delle fusioni nelle principali voci sono indicate nella nota integrativa. Nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio, al fine di rendere possibile la comparazione, è stato redatto il bilancio pro-forma dell'esercizio 2001, includendo i valori di Snam, Somicem, AgipPetroli e Mixoil con l'eliminazione dei rapporti reciproci tra le società e delle stesse con l'Eni, e ne sono illustrate le variazioni più significative rispetto ai valori dell'esercizio 2002.

In applicazione del D.Lgs. n. 127/1991 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati nella redazione del bilancio di esercizio non sono stati modificati rispetto all'esercizio precedente; i criteri più significativi sono indicati nei punti seguenti.

□ Immobilizzazioni

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione dei pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.) sono imputati all'at-

tivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio.

I diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati a quote costanti in tre anni.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo i beni sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate. Per questi beni, al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

I costi connessi alle licenze d'uso sono ammortizzati in quote costanti nel periodo di durata delle licenze, non superiore comunque a cinque anni.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a cinque anni, a partire da quello di iscrizione.

Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione, non superiore a cinque anni a eccezione di quelle strettamente correlate con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili per le quali si utilizza il metodo dell'unità di prodotto.

I costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento e dell'avviamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a debiti specifici relativi al periodo di realizzazione del bene. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione dei beni (ammortamento economico-tecnico). I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita economico-tecnica se minore; il valore da ammortizzare è determinato al netto dei contributi ricevuti dal concedente.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo di idrocarburi (perforazione di pozzi di sviluppo e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili.

I principali coefficienti di ammortamento economico tecnico adottati sono i seguenti:

	Percentuale annua
Terreni e fabbricati	da 0 a 20
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota u.o.p.
Impianti specifici di raffineria e logistica	da 6,25 a 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinario	da 4 a 25
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 25

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici sono rilevati ulteriori ammortamenti entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate stabilite dalla normativa fiscale. Gli ammortamenti eccedenti la quota economico-tecnica, con esclusione di quelli effettuati a titolo di ammortamento anticipato successivamente all'esercizio 1998, sono iscritti a rettifica delle immobilizzazioni materiali. Gli ammortamenti anticipati effettuati a partire dall'esercizio 1999 sono imputati alla riserva di patrimonio netto denominata "Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" sulla base della delibera dell'Assemblea di attribuzione dell'utile dell'esercizio.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Partecipazioni immobilizzate

Le partecipazioni sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore.

Il costo è determinato applicando il metodo LIFO a scatti annuali e incrementato delle rivalutazioni operate in applicazione di leggi specifiche.

Le perdite durevoli di valore sono apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché, ove disponibili, dei relativi piani pluriennali. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio.

Le partecipazioni sono mantenute a un valore superiore al patrimonio netto di riferimento, nei limiti del valore di iscrizione originario, quando quest'ultimo corrisponde al prezzo pagato che ha tenuto conto di riserve implicite ancora esistenti.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. n. 127/1991, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono state effettuate, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale, svalutazioni eccedenti le perdite durevoli di valore delle partecipazioni. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica delle partecipazioni.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto la specifica riserva indisponibile di corrispondente ammontare.

Titoli immobilizzati

I titoli sono iscritti al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati entro i limiti delle svalutazioni effettuate.

☐ Attivo circolante

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggi, condensati e gas naturale) e dei prodotti petroliferi è determinato sulla base del costo medio ponderato tra quello di produzione e quello di acquisto applicando il metodo LIFO a scatti annuali; quello delle altre rimanenze è determinato applicando generalmente il costo medio.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

Al fine di conseguire benefici fiscali, sono state effettuate, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale, svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tener conto del presumibile valore di realizzazione dei crediti. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti applicando il cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, il cambio a pronti definito nei contratti. I crediti e debiti soggetti al rischio di cambio e non coperti specificatamente concorrono alla determinazione del "Fondo oscillazione cambi"; conseguentemente non vengono rilevate eventuali differenze attive nette di cambio.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo LIFO a scatti annuali, e il valore di mercato. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Disponibilità liquide

Le disponibilità in euro sono iscritte al valore nominale; quelle in altre valute sono iscritte in bilancio al cambio corrente alla chiusura dell'esercizio.

☐ Riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986

I contributi in conto impianti ricevuti per l'acquisto o per la realizzazione di beni strumentali e i contributi in conto capitale ricevuti per finalità diverse, quali i contributi per la ricerca scientifica, sono iscritti nell'esercizio in cui sono deliberati dal soggetto concedente e si sono verificate le condizioni previste dalla delibera medesima.

I contributi erogati fino al 31 dicembre 1992 sono iscritti nella "Riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986" del patrimonio netto e godono dei benefici della sospensione dalla tassazione previsti dalla vigente normativa fiscale.

I contributi erogati dal 1993 al 1997 sono iscritti in misura pari al 50% nella medesima Riserva al fine di fruire del regime di sospensione d'imposta previsto dalla normativa fiscale in vigore fino al 31 dicembre 1997; il residuo 50%, iscritto nei

risconti passivi, è imputato a conto economico per competenza di esercizio coerentemente ai costi cui i contributi sono correlati; il contributo riscontato concorre a formare il reddito imponibile in quote costanti in dieci esercizi.

Nella nota integrativa è indicato l'ammontare della Riserva che si rende disponibile per effetto dell'imputazione a conto economico dei costi correlati ai contributi medesimi.

A partire dall'esercizio 1998, a seguito delle modifiche apportate all'art. 55 del D.P.R. n. 917/1986, i contributi sono iscritti per intero nei risconti passivi e imputati a conto economico per competenza di esercizio secondo il criterio sopra indicato; i contributi in conto impianti riscontati concorrono a formare il reddito imponibile in quote correlate all'ammortamento dei beni cui si riferiscono, gli altri contributi in conto capitale concorrono in quote costanti in cinque esercizi.

Sulla differenza fra la quota dei risconti per contributi imputata a conto economico per competenza di esercizio, e la quota che concorre alla formazione del reddito imponibile sono calcolate, se di ammontare rilevante, le imposte differite o anticipate.

☐ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie i costi per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi o in occasione della dismissione o dell'attribuzione a una diversa destinazione di raffinerie, depositi, stabilimenti e stazioni di servizio.

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi sono stanziati annualmente in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate. Gli altri costi di smantellamento e ripristino sono stanziati nell'esercizio in cui si assume la decisione di dismissione o di una diversa destinazione dei beni.

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono effettuati stanziamenti eccedenti quelli necessari a tener conto dei rischi e degli oneri stimati, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Gli accantonamenti eccedenti sono iscritti nei relativi fondi per rischi e oneri.

☐ Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

L'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti non gestite dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati sulla base degli accordi stipulati con le organizzazioni sindacali e sono imputati a conto economico quando corrisposti.

☐ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata, con esclusione delle garanzie per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate in sede di commento della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso. Gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per le garanzie in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

☐ Ricavi e costi

I ricavi e i costi sono imputati a conto economico secondo il criterio della competenza economica e nel rispetto del principio della prudenza. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti e abbuoni, nonché delle imposte direttamente connesse.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento del servizio. In particolare il momento del riconoscimento dei ricavi coincide per il gas naturale con l'uscita dalla rete di trasporto e la consegna all'utente e per gli idrocarburi liquidi al momento della consegna agli impianti (salvo diverse disposizioni contrattuali).

I costi sono riconosciuti quando sono relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio, o per ripartizione sistematica ovvero quando non sia possibile identificare l'utilità futura degli stessi.

☐ Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

☐ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile della società e delle sue controllate non residenti, proporzionalmente alla partecipazione detenuta, qualora ricorrano le condizioni per la tassazione per imputazione disposta dall'art. 127-bis del D.P.R. n. 917/1986; il debito per imposte è rilevato alla voce Debiti tributari al netto degli acconti versati, dei crediti d'imposta sui dividendi e delle eccedenze Irpeg acquisite nell'ambito del Gruppo a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - crediti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

☐ Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta se attribuibili a esse in modo specifico; diversamente concorrono alla determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale come indicato al punto "Crediti e debiti". I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura dal rischio prezzo sono imputati a conto economico nei limiti dell'ammontare delle svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando maturate, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente all'attività, passività o impegno oggetto di copertura.

☐ Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

☐ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, ripàrare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive. I rischi e gli oneri sono stanziati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è certo o probabile che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

I costi ambientali sostenuti che prolungano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono.

☐ Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione.

■ Note al bilancio e altre informazioni

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Incrementi per: Fusioni (1)	Incrementi per: Investimenti	Decrementi	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2002	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2002 (2)
Costi di ricerca e di sviluppo			78		(78)			
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	16	20	5		(22)	29	48	296
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	136	34	8	(28)	(33)	2	119	131
Avviamento	2	5			(7)	9	9	52
Immobilizzazioni in corso e acconti	25	23	63	(1)		(45)	65	
Altre	21	22	3	(4)	(13)	5	34	79
	200	**104**	**157**	**(33)**	**(153)**	**0**	**275**	**558**

(1) Riguarda il valore netto al 31 dicembre 2001 delle società incorporate.
(2) Di cui 5 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione.

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano principalmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (66 milioni di euro).

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 119 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (73 milioni di euro) e Caldarosa (40 milioni di euro). Il decremento (28 milioni di euro) riguarda essenzialmente la cessione all'Italiana Petroli Srl del marchio IP. L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, nell'esercizio si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata (gli ammortamenti eccedenti ammontano al 31 dicembre 2002 a 5 milioni di euro).

L'*avviamento* di 9 milioni di euro riguarda gli importi corrisposti a tale titolo in occasione dell'acquisto di rami d'azienda.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 65 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 34 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione e le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri (15 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

I fondi ammortamento e svalutazione comprendono i fondi al 31 dicembre 2001 delle società incorporate di 238 milioni di euro.

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Incrementi per Fusioni	Incrementi per Investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2002	Fondi ammortamento e svalutazione al 31.12.2002 (1)
Terreni e fabbricati	48	556		(145)	(29)	15	445	436
Impianti e macchinario	1.267	1.452	247	(418)	(749)	479	2.278	11.595
Attrezzature industriali e commerciali	4	38	1	(26)	(10)	9	16	115
Altri beni	11	79	4	(1)	(29)	14	78	278
Immobilizzazioni in corso e acconti	518	324	530	(107)		(517)	748	
	1.848	**2.449**	**782**	**(697)**	**(817)**	**0**	**3.565**	**12.424**

(1) Di cui 314 riferiti al fondo svalutazione.

I *terreni e fabbricati* (445 milioni di euro) riguardano terreni (231 milioni di euro), fabbricati industriali e commerciali (188 milioni di euro) e fabbricati civili (20 milioni di euro).

Gli *impianti e macchinario* (2.278 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.289 milioni di euro), impianti di distribuzione carburanti (566 milioni di euro) e impianti di raffinazione (223 milioni di euro).

Gli *altri beni* (78 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'hardware (39 milioni di euro) e la flotta aerea (24 milioni di euro).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (748 milioni di euro) riguardano in particolare il progetto Val d'Agri (197 milioni di euro), l'acquisto di nuove stazioni di servizio, grandi ristrutturazioni e potenziamento impianti della rete commerciale (149 milioni di euro), la realizzazione di nuovi impianti di raffinazione e l'ampliamento e l'adeguamento a norme di legge di quelli esistenti (122 milioni di euro), nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti mirati al miglioramento della capacità produttiva (51 milioni di euro). Notizie sugli investimenti effettuati nell'esercizio sono indicati nella relazione sulla gestione.

I decrementi riguardano essenzialmente i conferimenti di rami d'azienda (560 milioni di euro) nonché la cessione di rami d'azienda e stazioni di servizio (43 milioni di euro).

Le immobilizzazioni materiali comprendono beni gratuitamente devolvibili per 152 milioni di euro, di cui 144 riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 8 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Sulle immobilizzazioni sono iscritte ipoteche a garanzia di mutui concessi alla incorporata AgipPetroli che al 31 dicembre 2002 hanno un valore nominale di 114 milioni di euro; alla stessa data l'impegno effettivo ammonta a 36 milioni di euro. Il valore contabile delle immobilizzazioni su cui sono costituite le garanzie ammonta a 59 milioni di euro.

Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

I fondi ammortamento e svalutazione di 12.424 milioni di euro (di cui 6.540 milioni di euro rivenienti dalle incorporazioni) comprendono ammortamenti stanziati al fine di ottenere benefici fiscali per 1.329 milioni di euro. Le variazioni intervenute nell'esercizio sono indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Incrementi per fusione	Stanziamenti	Decrementi	Valore al 31.12.2002
Terreni e fabbricati		2			2
Impianti e macchinario	814	561	279	(362)	1.292
Attrezzature industriali e commerciali		42		(9)	33
Altri beni		3		(1)	2
	814	**608**	**279**	**(372)**	**1.329**

I decrementi riguardano gli ammortamenti eccedenti riassorbiti a seguito: (i) dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito (c.d. "rigiro") (224 milioni di euro); (ii) dei conferimenti di rami d'azienda (129 milioni di euro); (iii) di cessioni, radiazioni e svalutazioni (19 milioni di euro).

Impianti e macchinario

(milioni di €)	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2002
Saldo iniziale	**8.111**	**(6.560)**	**(284)**	**1.267**
Movimenti dell'esercizio				
Incrementi per:				
- fusione	7.229	(5.465)	(312)	1.452
- acquisizioni	247			247
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	479			479
Decrementi per:				
- ammortamenti		(747)		(747)
- svalutazioni		2	(4)	(2)
- conferimenti	(1.921)	1.218	293	(410)
- cessioni e radiazioni	(272)	261	3	(8)
Saldo finale	**13.873**	**(11.291)**	**(304)**	**2.278**

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

	Leggi di rivalutazione		Rivalutazioni volontarie		Disavanzi di fusione	
(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Immobilizzazioni materiali						
Terreni e fabbricati:						
- costo	24	260		6	7	16
- fondo ammortamento e svalutazione	(21)	(94)		(6)	(7)	(6)
	3	**166**		**0**	**0**	**10**
Impianti e macchinario:						
- costo	981	1.725		23	1.434	1.529
- fondo ammortamento e svalutazione	(899)	(1.393)		(23)	(1.434)	(1.498)
	82	**332**		**0**	**0**	**31**
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	1	8			2	2
- fondo ammortamento e svalutazione	(1)	(4)			(2)	(2)
	0	**4**			**0**	**0**
Altri beni:						
- costo	5	66			7	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(5)	(38)			(7)	(10)
	0	**28**			**0**	**0**
Immobilizzazioni immateriali						
Concessioni:						
- costo	12	12				
- fondo ammortamento e svalutazione	(3)	(6)				
	9	**6**				
Totale						
- costo	1.023	2.071		29	1.450	1.557
- fondo ammortamento e svalutazione	(929)	(1.535)		(29)	(1.450)	(1.516)
	94	**536**		**0**	**0**	**41**

Le rivalutazioni riguardano le seguenti leggi:

(milioni di €)

Leggi	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
DL 14.02.1948	..	..	
Legge n. 576/1975	61	(59)	2
Legge n. 72/1983	194	(176)	18
Legge n. 413/1991	98	(60)	38
Legge n. 342/2000	1.657	(1.240)	417
Legge n. 448/2001	61		61
	2.071	**(1.535)**	**536**

Le rivalutazioni volontarie riguardano rivalutazioni effettuate dalla Mach SpA incorporata dall'AgipPetroli nel 1982.

Al 31 dicembre 2002 l'ammontare delle rivalutazioni riferite alle società incorporate ammonta a 493 e 37 milioni di euro, rispettivamente per AgipPetroli e Snam.

I disavanzi di fusione riguardano le incorporazioni delle seguenti società:

(milioni di €)

Società	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
Agip in Eni	1.408	(1.408)	
Agip Raffinazione SpA in AgipPetroli	26	(26)	
IP SpA in AgipPetroli	123	(82)	41
	1.557	**(1.516)**	**41**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Acquisizioni per fusioni	Maggior valore Stogit	Annullamento per fusioni	Interventi sul capitale	Acquisizioni	Cessioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2002
Partecipazioni in:									
- imprese controllate	12.805	5.276	1.055	(3.722)	2.373	1.686	(167)	(2.014)	17.292
- imprese collegate	112	132			81	114	(28)	(38)	373
- altre imprese	4	13				1	(9)		9
	12.921	**5.421**	**1.055**	**(3.722)**	**2.454**	**1.801**	**(204)**	**(2.052)**	**17.674**

Gli incrementi per fusioni (5.421 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'acquisizione delle partecipazioni nelle seguenti società: (i) il 59,76471% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (2.918 milioni di euro); (ii) l'85% di Eni Portugal Investment SpA (656 milioni di euro); (iii) il 51% di AgipPetroli International BV (356 milioni di euro); (iv) il 100% di Snam International BV (305 milioni di euro); (v) il 40,90184% di Italgas SpA (256 milioni di euro); (vi) il 29,82775% di Saipem SpA (132 milioni di euro); (vii) il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (90 milioni di euro); (viii) il 28,60638% di EniPower SpA (85 milioni di euro).

Gli interventi sui capitali (2.454 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'Agip Exploration BV (580 milioni di euro), l'Agip Investment Plc (571 milioni di euro), l'EniPower SpA (300 milioni di euro), la LNG Shipping SpA (285 milioni di euro), l'EniChem SpA (253 milioni di euro) e la Snam International BV (206 milioni di euro).

Le acquisizioni (1.801 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il 100% del capitale sociale della Polimeri Europa SpA (1.379 milioni di euro); (ii) il 15% di Eni Portugal Investment SpA (144 milioni di euro); (iii) il 28% della ERG Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro); (iv) l'acquisto sul mercato del 2,81337% dell'Italgas SpA (98 milioni di euro).

Le cessioni (204 milioni di euro) riguardano essenzialmente la cessione alla Snam International BV della partecipazione (80%) nella Gas Brasiliano Distribuidora SA (122 milioni di euro).

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 2.052 milioni di euro è indicata alla nota 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2002, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della presente nota. L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

Partecipazioni possedute al 31.12.2002

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore netto di bilancio al 31.12.2002 A	Valore al patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in:							
imprese controllate							
Afi Hotel Ltd (in liquidazione)	Londra	€	1.032.920,00	100,00000	2	2	0
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	€	4.080.000,00	100,00000	4	5	1
Agip Exploration BV	Amsterdam	€	50.000.015,00	100,00000	202	202	0
Agip Investments Plc	Londra	GBP	2.750.050.000,00	99,99999	3.670	3.670	0
Agip Medio Oriente SpA	S. Donato Milanese	€	824.000,00	100,00000	..	..	..
Agip Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000,00	100,00000	649	831	182
Agip SpA	S. Donato Milanese	€	204.000,00	100,00000	..	..	..
Atriplex Srl	Roma	€	3.637.000,00	100,00000	4	20	16
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	€	6.192.000,00	88,48850	1	1	0
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	€	15.400.000,00	21,48214	5	25	20
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	€	26.000,00	70,00000	..	..	..
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	€	88.311,00	48,45000	..	..	..
Ecofuel SpA	Milano	€	52.000,00	100,00000	48	192	144
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	€	4.950.000,00	10,20000	1	1	0
EniChem SpA	S. Donato Milanese	€	405.450.000,00	99,98882	64	121	57
Eni Corporate University SpA	S. Donato Milanese	€	3.360.000,00	100,00000	3	3	0
EniData SpA	S. Donato Milanese	€	16.770.000,00	81,00000	11	25	14
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	57	57	0
Eni International BV	Amsterdam	€	621.516.190,00	99,66747	3.915	5.139	1.224
Eni Portugal Investment SpA	S. Donato Milanese	€	321.240.000,00	100,00000	716	690	(26)
EniPower SpA	S. Donato Milanese	€	589.697.849,94	100,00000	595	589	(6)
Eni Servizi Amministrativi SpA	S. Donato Milanese	€	12.000.000,00	100,00000	12	12	0
EniTecnologie SpA	S. Donato Milanese	€	28.612.000,00	83,64323	26	28	2
Eurosolare SpA	Roma	€	7.000.000,00	100,00000	6	7	1
Fiorentina Gas SpA	Firenze	€	5.000.000,00	9,27850	..	4	4
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	€	10.200,00	100,00000	..	..	..
Hotel Assets Ltd	Londra	GBP	44.005.000,00	100,00000	10	11	1
Immobiliare Est SpA	S. Donato Milanese	€	25.820.000,00	100,00000	21	21	0

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore netto di bilancio al 31.12.2002 A	Valore al patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Italiana Petroli Srl	Genova	€	39.767.748,00	100,00000	40	40	0
LNG Shipping SpA	S. Donato Milanese	€	240.900.000,00	100,00000	285	304	19
Padana Assicurazioni SpA	S. Donato Milanese	€	15.600.000,00	26,75000	5	36	31
Petroven Srl	Genova	€	156.000,00	68,00000	..	2	2
Polimeri Europa SpA	Brindisi	€	1.465.000.000,00	100,00000	1.144	1.291	147
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	€	74.189.479,00	100,00000	74	87	13
Raffineria di Gela Srl	Gela	€	92.304.660,00	100,00000	92	107	15
Reful Srl	Roma	€	516.000,00	100,00000	16	16	0
Re.Gas Srl	Brescia	€	5.409.000,00	100,00000	5	5	0
Saipem SpA	S. Donato Milanese	€	440.697.000,00	42,95445	428	531	103
Servizi Aerei SpA	S. Donato Milanese	€	516.000,00	100,00000	1	2	1
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	€	2.080.000,00	100,00000	2	2	0
Servizi Turistici Grantour SpA	S. Donato Milanese	€	1.548.000,00	100,00000	4	4	0
Sieco SpA	S. Donato Milanese	€	13.427.419,08	52,00000	7	8	1
Snam International Holding AG	Zurigo	CHF	18.500.000,00	49,00000	4	11	7
Snamprogetti SpA	S. Donato Milanese	€	103.200.000,00	100,00000	93	292	199
Snam Rete Gas SpA (1)	S. Donato Milanese	€	1.955.000.000,00	59,76471	2.918	3.258	340
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid SpA	Roma	€	85.537.498,80	97,06302	236	308	72
Società Finanziaria Eni - Enifin SpA	S. Donato Milanese	€	130.000.000,00	100,00000	253	299	46
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	Torino	€	348.515.106,00	43,71206	354	636	282
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Milanese	€	37.980.800,00	99,96413	36	77	41
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	S. Donato Milanese	€	152.205.500,00	100,00000	1.136	1.282	146
Tecnomare SpA	Venezia	€	2.064.000,00	45,00000	4	8	4
Territorio e Impresa SpA	Roma	€	28.421.796,00	100,00000	22	22	0
Tigaz Rt	Hajduszoboszlo	HUF	17.000.000.000,00	10,00000	28	23	(5)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000,00	50,00000	31	83	52
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	€	1.098.000,00	100,00000	52	63	11
Weddec Plc	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..	..	..
					17.292	**20.453**	**3.161**
imprese collegate							
Albacom SpA	Roma	€	416.515.434,00	34,99999	115	115	0
Consorzio Gas Scanno	Rimini	€	10.845,60	33,33334	..	..	..
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	€	102.000,00	25,00000	..	..	..
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	S. Martino Trecate	€	5.680.950,00	50,00000	2	2	0
Erg Raffinerie Mediterranee Srl (3)	Priolo Gargallo	€	31.275.000,00	28,00000	100	100	0
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	€	140.400,00	49,00000	1	1	0
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	€	4.020.806,16	50,00000	0	0	0
Mariconsult SpA	Milano	€	103.300,00	50,00000	..	..	..
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	€	9.546.000,00	20,00000	0	0	0
Promgas SpA	Milano	€	516.500,00	50,00000	..	1	1
Raffineria di Milazzo ScpA (1)	Roma	€	171.143.000,00	50,00000	126	126	0
Routex BV	Amsterdam	€	68.067,00	20,00000	..	..	..
Saccne Rete Srl	Barcellona	€	2.200.000,00	49,00000	3	3	0
Seram SpA	Fiumicino	€	312.000,00	25,00000	..	..	..
Siciliana Gas SpA	Palermo	€	34.927.589,40	50,00000	25	38	13
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (2)	Marghera	€	8.263.310,00	3,02058	1	1	0
					373	**387**	**14**
Totale imprese controllate e collegate					**17.665**	**20.840**	**3.175**

(1) Il valore al patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
(2) L'ultimo bilancio disponibile è al 31.12.2001.
(3) Valore del put.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità fatta eccezione: (i) per la partecipazione nella Nuovo Pignone Holding SpA oggetto di una opzione (call) concessa alla General Electric Co per l'acquisto della totalità delle azioni possedute; l'Eni a sua volta ha l'opzione di cedere le azioni possedute (put) alla General Electric Co; (ii) per la partecipazione nella Erg Raffinerie Mediterranee SpA oggetto di una opzione (call) concessa alla Erg SpA per l'acquisto della totalità delle azioni possedute; l'Eni a sua volta ha l'opzione di cedere le azioni possedute (put) alla stessa Erg SpA.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- EniPower SpA, il cui valore di iscrizione di 595 milioni di euro corrispondente al costo di acquisizione è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 6 milioni di euro;
- Tigaz Rt, il cui valore di iscrizione di 28 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 5 milioni di euro.

La partecipazione dell'Eni Portugal Investment SpA è iscritta a un valore superiore al suo patrimonio contabile per 26 milioni di euro, corrispondente essenzialmente al maggior prezzo pagato in sede di acquisto del 15% della partecipazione dalla controllata Italgas SpA, avvenuto nel giugno 2002. Il maggior costo non è oggetto di svalutazione in considerazione della clausola di revisione prezzo concordata con la società venditrice.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazioni dei disavanzi di fusione

	Leggi di rivalutazione		Disavanzi di fusione		Legge n. 292/1993	
(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Snam SpA					1.118	
Trans Mediterranean Pipeline Co Ltd (1)		6				
Italgas SpA (1)		4				
AgipPetroli SpA			504			
Seram SpA (1)		..				
Saipem SpA	..	3	245	245		
Somicem SpA	..					
Eni International BV (2)					487	487
Sofid SpA	1	1			141	141
Snamprogetti SpA		2			8	8
Fiorentina Gas SpA (1)		..				
	1	16	749	245	1.754	636

(1) Legge 72/1983.
(2) Nel secondo semestre 2002 l'Agip International BV ha incorporato l'Eni International Holding BV e la Snam International BV. L'Eni International Holding BV in precedenza ha incorporato l'AgipPetroli International BV e l'Agip International BV e ha modificato la denominazione sociale in Eni International BV.

La rivalutazione di cui alla legge n. 292/1993 riguarda la determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. I "Disavanzi di fusione" riguardano la rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA (749 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2002 l'ammontare delle rivalutazioni e dei disavanzi di fusione riferiti alle società incorporate ammonta a 10 milioni ed è relativo alla Snam.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Incrementi per fusione	Concessioni e acquisizioni	Riscossioni e cessioni	Valore netto al 31.12.2002
Crediti verso imprese controllate	39	5	1	(11)	34
Crediti verso imprese collegate		18		(17)	1
Crediti verso altri	5	3	4	(2)	10
	44	**26**	**5**	**(30)**	**45**

Gli incrementi per fusione riguardano essenzialmente il finanziamento infruttifero erogato dall'incorporata AgipPetroli alla Raffineria di Milazzo ScpA per la realizzazione dell'impianto di desolforazione gasoli e unità ausiliarie.

I *crediti verso imprese controllate* riguardano essenzialmente crediti verso Snam Rete Gas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA.

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	Valore netto al 31.12.2001				Valore netto al 31.12.2002			
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Crediti verso imprese controllate	12	27	39	1	11	23	34	
Crediti verso imprese collegate					1		1	
Crediti verso altri	2	3	5		5	5	10	
	14	**30**	**44**	**1**	**17**	**28**	**45**	

Immobilizzazioni finanziarie - Titoli

Ammontano a 19 milioni di euro e riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985 rivenienti dall'incorporazione di AgipPetroli.

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le *azioni proprie* di 2.838 milioni di euro hanno carattere di investimento permanente. Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2002 sono state acquistate n. 52.256.742 azioni del valore nominale di 1 euro, pari all'1,31% del capitale sociale, per il corrispettivo di 770 milioni di euro (in media 14,74 euro per azione). Nello stesso periodo sono state date in cambio agli azionisti Snam n. 7 azioni proprie in relazione alla delibera dell'Assemblea degli azionisti del 1° giugno 2001 che ha autorizzato l'utilizzo di 62 azioni proprie da attribuire in concambio agli ex azionisti Snam. Alla data del 31 dicembre 2002 l'Eni SpA ha in portafoglio n. 206.637.561 azioni proprie, pari al 5,16% del capitale sociale, per un costo di 2.838 milioni di euro (in media 13,74 euro per azione).

A seguito dell'autorizzazione data al Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea degli azionisti del 30 maggio 2002 a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni in portafoglio al servizio dei piani di stock option da realizzare nel triennio 2002-2004 e in attuazione del Piano di stock option - assegnazione 2002, approvato il 2 luglio 2002 dal Consiglio di Amministrazione, al 31 dicembre 2002 sono stati assunti impegni a offrire in opzione a dirigenti del Gruppo, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, n. 3.518.500 azioni al prezzo di 15,216 euro cadauna, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di assegnazione del diritto di acquisto (v. il capitolo "Altre informazioni" - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni della relazione sulla gestione).

4 Attivo circolante - rimanenze

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Riclassifica	Incremento per fusioni	Decrementi per conferimenti	Variazioni di esercizio	Valore netto al 31.12.2002
Materie prime, sussidiarie e di consumo	42	21	310	(32)	(18)	323
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			43		(10)	33
Lavori in corso su ordinazione	4		5			9
Prodotti finiti e merci	21	(21)	820	(1)	245	1.064
	67		**1.178**	**(33)**	**217**	**1.429**

La colonna "riclassifica" riguarda la diversa classificazione delle rimanenze di greggio (da prodotto finito a materia prima) a seguito dell'incorporazione di AgipPetroli.

Gli incrementi per fusioni riguardano essenzialmente le rimanenze di prodotti petroliferi (505 milioni di euro), di gas naturale (307 milioni di euro) e di greggio (236 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2002 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per le *materie prime, sussidiarie e di consumo* da greggio (243 milioni di euro);
- per i *prodotti in corso di lavorazione e semilavorati* da nafte (28 milioni di euro) in deposito presso le raffinerie;
- per i *lavori in corso su ordinazione* da reti di distribuzione di metano (5 milioni di euro) cedute al committente all'inizio del 2003;
- per i *prodotti finiti e merci* da prodotti petroliferi depositati presso le raffinerie e i depositi (580 milioni di euro) e da gas naturale depositato presso Stoccaggi Gas Italia SpA (484 milioni di euro).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 21 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Riclassifiche	Incremento per fusioni	Decrementi per conferimenti	Stanziamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2002
Materie prime, sussidiarie e di consumo	5	1	15	(1)	2	(4)	18
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			6			(6)	
Lavori in corso su ordinazione							
Prodotti finiti e merci	1	(1)	8			(5)	3
Totale	**6**		**29**	**(1)**	**2**	**(15)**	**21**

La differenza tra il valore delle rimanenze sulla base del costo corrente alla chiusura dell'esercizio e il valore iscritto nell'attivo circolante (cosiddetta "Riserva LIFO") ammonta a 1.013 milioni di euro ed è così suddivisa per natura:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002
Prodotti petroliferi	625
Greggi	285
Gas	57
Prodotti petroliferi in corso di lavorazione	46
Totale	**1.013**

Nel valore delle rimanenze al 31 dicembre 2002 sono comprese scorte d'obbligo di riserva di prodotti petroliferi per un valore di iscrizione di 534 milioni di euro.

5 Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è indicata nella tabella seguente:

	Valore netto al 31.12.2001			Valore netto al 31.12.2002		
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)	Totale	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)	Totale
Crediti commerciali verso:						
- clienti	181		181	3.450	48	3.498
- imprese controllate	366		366	1.316		1.316
- imprese collegate	1		1	172	1	173
- altri	2		2	7		7
	550		**550**	**4.945**	**49**	**4.994**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari	2		2			
. altri	40	..	40	76		76
- imprese collegate:						
. finanziari	6		6	14		14
- controllante	..		..			
- altri	620	833	1.453	840	1.771	2.611
	668	**833**	**1.501**	**930**	**1.771**	**2.701**

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

Al 31 dicembre 2001 e 2002 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

I crediti delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 5.383 milioni di euro.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti e interessi di mora di 320 milioni di euro.

(milioni di €)

Descrizione	Valore al 31.12.2001	Incremento per fusione	Riclassifiche (1)	Stanziamenti	Utilizzi (2)	Valore al 31.12.2002
Crediti:						
- verso clienti	14	212		12	(80)	158
- verso imprese collegate		83	(58)			25
- verso altri	118	16		3		137
Totale	**132**	**311**	**(58)**	**15**	**(80)**	**320**

(1) La riclassifica riguarda per 56 milioni di euro il fondo svalutazione crediti nei confronti della Jacorossi SpA (in liquidazione) imputato al fondo copertura perdite di imprese partecipate a seguito della rinuncia al credito a copertura delle perdite cumulate.
(2) Gli utilizzi comprendono i decrementi del fondo a seguito dei conferimenti dei rami d'azienda (30 milioni di euro).

I *crediti verso clienti* di 3.498 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti commerciali derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi (2.004 milioni di euro) e di gas naturale (1.451 milioni di euro). I ricavi derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi comprendono il credito dell'incorporata AgipPetroli verso la Tamoil Petroli SpA (47 milioni di euro, di cui 19 milioni di euro scadenti oltre 5 anni) relativo alla cessione del diritto di utilizzo, della durata di 12 anni a partire dal 1° agosto 2001, di capacità di lavorazione sul sistema nazionale di raffinazione per 1,6 milioni di tonnellate.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 1.316 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi (620 milioni di euro) e di gas naturale (608 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese collegate* di 173 milioni di euro riguardano principalmente i crediti verso la Blue Stream Pipeline Co Ltd (50 milioni di euro), i crediti derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi alla Cam Petroli Srl (43 milioni di euro) e i crediti derivanti dalla cessione di gas naturale alla Promgas SpA (23 milioni di euro).

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 76 milioni di euro riguardano essenzialmente gli indennizzi dovuti dalla Padana Assicurazioni SpA (50 milioni di euro) e i crediti per cessioni di complessi di immobili e di partecipazioni nei confronti di EniChem SpA (24 milioni di euro).

I *crediti diversi verso altri* di 2.611 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (1.267 milioni di euro); (ii) i crediti per imposte anticipate (961 milioni di euro); (iii) i crediti verso partner in joint venture nelle quali l'Eni è operatore per attività svolte nel loro interesse (141 milioni di euro); (iv) i crediti verso correntisti per rapporti di permuta di prodotti petroliferi (79 milioni di euro); (v) i crediti su cessioni di partecipazioni (30 milioni di euro); (vi) i contributi già deliberati dagli enti concedenti (28 milioni di euro).

I crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato di 1.267 milioni di euro si analizzano come segue:

- crediti diversi: 147 milioni di euro relativi all'acconto per l'Iva di Gruppo versato nel dicembre 2002 ai sensi dell'art. 6 della legge n. 405/1990 e crediti per rimborsi di accise;

- crediti di imposta: 1.120 milioni di euro, così costituiti:

(milioni di €)	
Crediti di imposta eccedenti le imposte dovute per il 2002	351
Crediti di imposta chiesti a rimborso	565
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	305
Altri crediti	20
Fondo svalutazione crediti di imposta	(121)
	1.120

L'incremento dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2002 di 16 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)		
Crediti al 31 dicembre 2001		**1.105**
Crediti rivenienti dalle fusioni		562
Interessi sui crediti di imposta		27
Imposte dell'esercizio	(1.293)	
Crediti di imposta su dividendi	354	
Acconti versati	944	5
Crediti utilizzati per imposte dovute da Snam SpA		(334)
Crediti ceduti a società del Gruppo		(238)
Rimborso crediti di imposta		(4)
Stanziamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Crediti al 31 dicembre 2002		**1.120**

Lo stanziamento al fondo svalutazione crediti di imposta riguarda essenzialmente gli interessi maturati sull'ammontare in contestazione del credito di imposta risultante dalla dichiarazione Irpeg 1988. Il fondo svalutazione crediti di 121 milioni di euro è rappresentato essenzialmente dagli stanziamenti a fronte dell'ammontare chiesto a rimborso per imposte sul reddito delle persone giuridiche relative all'esercizio 1988 (107 milioni di euro comprensivo degli interessi maturati al 31 dicembre 2002 di 46 milioni di euro). Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativi all'esercizio suddetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato è stato proposto ricorso e le Commissioni Tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e successivamente la Commissione Centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni. L'Amministrazione finanziaria dello Stato ha proposto ricorso presso la Corte di Cassazione che, con ordinanza n. 342 del 30 marzo 1999, ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte Costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di illegittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio 1988. Con ordinanza n. 67 del 7 marzo 2001 la Corte Costituzionale ha dichiarato la manifesta inammissibilità della questione di legittimità costituzionale sollevata dalla Corte di Cassazione. Quest'ultima con propria ulteriore ordinanza ha rimesso alla Corte Costituzionale, dopo averla riformulata, la questione di legittimità costituzionale. In data 30 gennaio 2003 il giudizio è proseguito davanti alla Corte di Cassazione per l'esame degli altri motivi di opposizione della Società diversi dalla questione di costituzionalità. Si è in attesa del deposito della sentenza con la quale la Corte di Cassazione porrà termine al giudizio.

I crediti per imposte anticipate nette di 961 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali di seguito analizzati:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Imposte sul reddito anticipate su:		
- fondi rischi e oneri	328	580
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita		470
- fondo coperture perdite	7	
- ammortamenti e svalutazioni non detraibili	34	45
- altre		29
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati imputati a riserva	(94)	(107)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(8)	(51)
- altre	(4)	(5)
	263	**961**

Le imposte anticipate per svalutazione di partecipazioni riguardano l'effetto della deducibilità differita in cinque esercizi per quote costanti delle svalutazioni di partecipazioni prevista dal DL n. 209/2002.

Nella determinazione delle imposte anticipate e differite è stata considerata l'aliquota Irpeg del 34% e l'aliquota Irap del 4,25%.

6 Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni - Titoli

Gli *altri titoli* di 231 milioni di euro riguardano essenzialmente certificati di credito del tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta (230 milioni di euro). La diminuzione di 136 milioni di euro rispetto al 2001 è dovuta alla cessione di CCT effettuata all'Enifin. Il valore medio di mercato dei titoli del mese di dicembre 2002 è di 235 milioni di euro.

7 Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide (2.429 milioni di euro) aumentano di 2.289 milioni di euro a seguito essenzialmente del deposito a vista effettuato presso Enifin al servizio dei fabbisogni connessi all'OPA sulle azioni Italgas (v. "Andamento operativo - Settore Gas & Power - Vendite di gas naturale" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato).

8 Ratei e risconti attivi

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Noleggi e locazioni		17
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate	18	5
- su titoli di Stato CCT	9	5
Disaggio su prestiti	1	1
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	3	1
Altri ratei e risconti attivi	3	27
	34	**56**

I ratei e i risconti attivi a breve termine ammontano a 51 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

9 Patrimonio netto

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Capitale sociale	4.001	4.002
Riserve di rivalutazione:		
- legge n. 576/1975		..
- legge n. 72/1983		3
- legge n. 408/1990		2
- legge n. 413/1991		39
- legge n. 342/2000	876	8.786
- legge n. 448/2001		43
Riserva legale	959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	2.068	2.838
Altre riserve:		
- riserva per acquisto azioni proprie	1.332	2.562
- riserva da avanzo di fusione		1.390
- riserva disponibile	3.513	757
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001		560
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986	32	366
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84	84
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986	103	67
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	62
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	19
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	3	4
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	..	1
Utile dell'esercizio	2.250	3.880
	15.376	**26.498**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2002, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.001.814.026 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: n. 2.581.444.850 azioni, pari al 64,51%, di proprietà di azionisti terzi[1], n. 1.213.731.615, pari al 30,33%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato e n. 206.637.561 azioni, pari al 5,16%, di proprietà dell'Eni.

Nel corso del 2002 sono state emesse n. 554.550 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro. Informazioni sui piani di stock grant a favore dei dirigenti sono fornite nella relazione sulla gestione al capitolo "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

Secondo quanto dispone l'art. 123, comma 4, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam e Somicem di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate ad aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale dell'Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Irpeg in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 473 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, quella di cui alla legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, quella di cui alla legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro e quella di cui alla legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro.

Riserve di rivalutazione

Le riserve derivanti dall'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo si incrementano da 876 a 8.873 milioni di euro. L'incremento di 7.997 milioni di euro è dovuto alla ricostituzione delle corrispondenti riserve risul-

(1) Al 31 dicembre 2002, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero dell'economia e delle finanze, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

tanti dai bilanci delle società incorporate ai sensi dell'art. 123, comma 4, del D.P.R. n. 917/1986 secondo il quale la società incorporante, per mantenere la sospensione d'imposta delle riserve delle società incorporate tassabili solo in caso di distribuzione, deve provvedere alla loro ricostituzione nel proprio bilancio entro il limite dell'avanzo di fusione. In adempimento di ciò, e utilizzando fino a concorrenza i singoli avanzi di fusione, sono state costituite ex novo e incrementate le riserve di cui alla tabella seguente:

		Incorporazioni			
(milioni di €)	Esistenti presso Eni	AgipPetroli	Snam	Somicem	Totale
Riserve di rivalutazione:					
- legge n. 576/1975		..			
- legge n. 72/1983		3			3
- legge n. 408/1990				2	2
- legge n. 413/1991		39		..	39
- legge n. 342/2000	876	481	7.429		8.786
- legge n. 448/2001		43			43
	876	**566**	**7.429**	**2**	**8.873**

Come disposto dall'art. 123 citato, la ricostituzione delle riserve di rivalutazione dell'incorporata AgipPetroli non è avvenuta per il loro intero ammontare di 678 milioni di euro, ma nei limiti dell'avanzo di 566 milioni di euro risultante dall'incorporazione della società. La ricostituzione delle singole riserve di rivalutazione dell'AgipPetroli è avvenuta proporzionalmente al rapporto tra il loro ammontare complessivo e l'avanzo risultante dall'incorporazione della società (in misura pari all'83,7% di ciascuna). La sospensione d'imposta riguarda la sola Irpeg.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,1 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 30 maggio 2002 di imputare alla riserva l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea. La riserva legale include la differenza di conversione (132 milioni di euro) della ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale").

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La riserva per azioni proprie in portafoglio di 2.838 milioni di euro è a fronte del costo di n. 206.637.561 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2002 iscritto all'attivo patrimoniale.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva per acquisto di azioni proprie:* 2.562 milioni di euro, con un aumento di 1.230 milioni di euro connesso alla riclassifica dalla "Riserva disponibile" di 2 miliardi di euro, in parte assorbito dalla riclassifica alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" di 770 milioni di euro corrispondente al costo di acquisto nell'esercizio 2002 di n. 52.256.742 azioni proprie. L'Assemblea del 30 maggio 2002: (i) ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2357, secondo comma, del codice civile, ad acquistare per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data della deliberazione assembleare, nei limiti di legge, fino a un massimo di 400.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna, pari a circa il 10% del capitale sociale, per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto; (ii) ha deliberato di aumentare da 3.400 a 5.400 milioni di euro il limite di ammontare, comprensivo delle azioni già in portafoglio alla data dell'assemblea (161,4 milioni di azioni per un costo di 2.175 milioni di euro);
- *riserva da avanzo di fusione:* 1.390 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001 delle società incorporate, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001 da parte delle assemblee delle società incorporate, ai sensi dell'art. 123, comma 4,

del D.P.R. n. 917/1986. La formazione della Riserva è illustrata alla voce "Patrimonio netto" del capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione;

- *riserva disponibile:* 757 milioni di euro con una diminuzione di 2.756 milioni di euro dovuta: (i) alla riclassifica di 2 miliardi di euro alla "Riserva per acquisto azioni proprie" deliberata dall'Assemblea del 30 maggio 2002; (ii) all'utilizzo di 758 milioni di euro per il pagamento di parte del dividendo relativo all'esercizio 2001; (iii) alla riclassifica di 1,2 milioni di euro alla "Riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile" per consentire l'esecuzione del piano 2002 di assegnazione di stock grant. Queste riduzioni sono state in parte compensate dall'incremento conseguente alla riclassifica di 3 milioni di euro dalla "Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986" dell'Eni per effetto del "rigiro"[2] degli ammortamenti;

- *riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001:* 560 milioni di euro. Accoglie la riclassifica dalla "Riserva per ammortamenti anticipati art. 67 del D.P.R. n. 917/1986" dell'Eni di 231 milioni di euro e la ricostituzione delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli e Somicem (rispettivamente 321 e 8 milioni di euro). Come illustrato alla voce "Patrimonio netto" del capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione, al fine di ottenere la corrispondente rivalutazione dei valori fiscali riconosciuti, l'Eni e le incorporate AgipPetroli e Somicem si sono avvalse della facoltà prevista dall'art. 4 della legge n. 448/2001 di affrancare ai soli fini Irpeg le riserve ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986 nella consistenza al 31 dicembre 2001, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001. Riferendosi l'affrancamento della riserva e la corrispondente rivalutazione dell'attivo alla sola Irpeg, permane la sospensione d'imposta ai fini Irap destinata a ridursi corrispondentemente al "rigiro" degli ammortamenti. La riserva è vincolata per 61 milioni di euro al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992, il suddetto importo è riferito ai seguenti progetti di investimento: ammodernamento raffineria di Taranto per 24 milioni di euro, ammodernamento raffineria di Gela per 21 milioni di euro, ammodernamento raffineria di Priolo per 11 milioni di euro, ristrutturazione raffineria di Priolo per 2 milioni di euro, ammodernamento deposito di Palermo per 2 milioni di euro e ammodernamento deposito di Vibo Valentia per un milione di euro;

- *riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986:* 366 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione d'imposta in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 del D.P.R. n. 917/1986 succedutesi nel tempo; in particolare la riserva riguarda: (i) le riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 1996 dell'Agip come individuate nelle note integrative dei bilanci dell'Eni successivi all'incorporazione (32 milioni di euro); (ii) le riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001 dell'incorporata Snam e denominate: "Riserva contributi a fondo perduto ex art. 55 D.P.R. 917/1986" di 106 milioni di euro e "Fondo contributi a fondo perduto ex art. 55 D.P.R. 917/1986" di 185 milioni d euro; (iii) le riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001 dell'incorporata AgipPetroli denominate "Riserva contributi a fondo perduto ex art. 55 D.P.R. 917/1986" di 39 milioni di euro, nonché la "Riserva contributi Iva 6% art. 55 legge n. 526/1982" e la "Riserva contributi Iva 4% art. 14 legge 64/1986" di complessivi 0,27 milioni di euro; (iv) la riserva denominata "Riserva contributi a fondo perduto ex art. 55 D.P.R. 917/1986" per 0,01 milioni di euro risultante dal bilancio al 31 dicembre 2001 dell'incorporata Somicem; (v) la ricostituzione della quota in sospensione d'imposta dei contributi in conto capitale, rientranti nelle agevolazioni connesse alla realizzazione di impianti industriali nei territori del Mezzogiorno previsti dal D.P.R. n. 218/1978, incassati dall'incorporata AgipPetroli nel corso del 2002 di 4 milioni di euro. La riserva è disponibile per 313 milioni di euro per effetto dell'ammortamento o delle cessioni dei beni cui i contributi si riferiscono;

- *riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967:* 84 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip che rileva gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera;

- *riserva art. 14 legge n. 342/2000:* 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Irpeg;

- *riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986:* 67 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001, delle incorporate Snam e AgipPetroli per la parte relativamente alla quale le società non si sono avvalse della facoltà di affrancamento ai fini Irpeg prevista dall'art. 4 della legge n. 448/2001. La ricostituzione ha un carattere solo formale e cautelativo perché nel corso dell'esercizio sono avvenuti fatti idonei a trasferire la sospensione d'imposta ad altri soggetti (conferimenti effettuati secondo il regime della continuità dei valori) o

(2) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, conferimenti e radiazioni.

a farla cessare del tutto relativamente a 67 milioni di euro che saranno riclassificati alla "Riserva disponibile" nell'esercizio 2003. La parte residua di 0,19 milioni di euro è in sospensione d'imposta sia ai fini Irpeg sia ai fini Irap;

- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986:* 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva aumenta di 0,6 milioni di euro per effetto dei rimborsi dell'esercizio;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983:* 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip che rileva le plusvalenze in sospensione d'imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni;
- *riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile:* 4 milioni di euro. La riserva è stata reintegrata in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio da parte dell'Assemblea del 31 maggio 2002 per 1,2 milioni di euro ed è stata utilizzata per 555 mila euro per l'aumento di capitale sociale a fronte dell'emissione di n. 554.550 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro;
- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993:* 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondo Energia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5 e 0,2 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001, rispettivamente delle incorporate AgipPetroli e Snam. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Irpeg.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	Altre riserve di rivalutazione	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva da avanzo di fusione	Riserva ammortamenti anticipati legge 448/2001	Riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986	Riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1987	Riserva ex art. 14 legge n. 342/2000	Conferimenti dello Stato leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986	Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva disponibile	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**876**		**827**	**574**	**2.826**			**32**	**84**	**74**	**58**		**19**	**2**		**1.855**	**3.426**	**14.785**
Attribuzione del dividendo 2000 (410 lire per azione pari a 0,212 euro)																		(1.664)	(1.664)
Destinazione dell'utile residuo 2000													103		1		1.658	(1.762)	
Acquisto azioni proprie					1.494	(1.494)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano stock grant 2001-2002																			
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero dell'economia e delle finanze ai sensi della legge n. 41/1986												4							4
Ridenominazione del capitale sociale in euro	(132)			132															
Utile dell'esercizio																		2.250	2.250
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**876**		**959**	**2.068**	**1.332**			**32**	**84**	**74**	**62**	**103**	**19**	**3**		**3.513**	**2.250**	**15.376**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)																	(757)	(2.119)	(2.876)
Accantonamento riserva ammortamenti anticipati													131					(131)	
Incremento riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.															2		(2)		
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie						2.000											(2.000)		
Avanzo da fusione							10.118												10.118
Attribuzione avanzo di fusione Snam SpA		7.429					(8.151)	321	334				67						
Attribuzione avanzo di fusione Somicem SpA			2				(10)	8											
Attribuzione avanzo di fusione AgipPetroli SpA		481	85				(567)									1			
Affiancamento riserva ammortamenti anticipati								231					(234)				3		
Acquisto azioni proprie					770	(770)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1														(1)				
Altre variazioni																			
Utile dell'esercizio																		3.880	3.880
Saldi al 31 dicembre 2002	**4.002**	**8.786**	**87**	**959**	**2.838**	**2.562**	**1.390**	**560**	**366**	**84**	**74**	**62**	**67**	**19**	**4**	**1**	**757**	**3.880**	**26.498**

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali

(milioni di €)	Effetto sul patrimonio netto		Effetto sul risultato economico	
	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	5	3	3	2
Immobilizzazioni materiali	1.329	821	(93)	(57)
Immobilizzazioni finanziarie	203	134	203	134
Crediti	70	46		
Altre	3	2	2	1
	1.610	**1.006**	**115**	**80**

Il patrimonio netto, incluso il capitale sociale, comprende riserve, essenzialmente di rivalutazione, soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite poiché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute in caso di distribuzione o di rimborso ai soci di capitale, ammontano a 2.003 milioni di euro.

L'aliquota applicata è del 38,25% (Irpeg e Irap) per gli ammortamenti e del 34% (Irpeg) per i crediti finanziari e le riserve.

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 2001						
Fondo imposte	36					36
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	851			50	(105)	796
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	331			19	(331)	19
- fondo incentivo all'esodo del personale dipendente	17			6	(15)	8
- altri fondi	9			38	(2)	45
	1.244			**113**	**(453)**	**904**
31 dicembre 2002						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili			9	1		10
Fondo imposte	36		10		(5)	41
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	796	(38) (1)	87	55	(45)	855
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto			194		(9)	185
- fondo rischi e oneri ambientali		38 (1)	176	7	(49)	172
- fondo dismissioni e ristrutturazioni			123	85	(40)	168
- fondo oneri su bonus share Snam Rete Gas SpA			34			34
- fondo controversie legali		4	35	15	(20)	34
- fondo incentivi all'esodo del personale dipendente	8		9	3	(7)	13
- fondo concorsi a premi			14	7	(10)	11
- fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili			28	4	(27)	5
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	19	56	3		(78)	
- altri fondi	45	(4)	60	79	(31)	149
	904	**56**	**782**	**256**	**(321)**	**1.677**

(1) Riguarda la riclassifica al fondo rischi e oneri ambientali.

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili

Il fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili di 10 milioni di euro riguarda l'indennità dovuta agli agenti per la cessazione dei rapporti di agenzia.

Fondo imposte

Il fondo imposte di 41 milioni di euro è destinato a fronteggiare le eventuali passività derivanti dai contenziosi instaurati, essenzialmente relativi all'incorporata Agip SpA per gli anni 1992 e 1994 e descritti alla nota n. 15 e all'incorporata Snam SpA in tema di imposte indirette e tributi locali.

Nei confronti dell'Eni, sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1996 ai fini delle imposte dirette e sino al 1997 ai fini Iva, salvo che per la controversia relativa al rimborso Irpeg chiesto per l'esercizio 1988 di cui alla nota n. 5.

Per l'incorporata Agip, sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1996 ai fini delle imposte dirette e sino al 1997 ai fini Iva con l'eccezione del contenzioso descritto alla nota n. 15 relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1992 e 1994.

Per le incorporate Snam, AgipPetroli, Somicem e AgipGas (incorporata dall'AgipPetroli nel 2001), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1996 ai fini delle imposte dirette e sino al 1997 ai fini Iva. Per la Mixoil (incorporata dall'AgipPetroli nel 2002) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1996 per le imposte dirette e sino al 1997 ai fini Iva.

Per l'Italiana Petroli SpA (incorporata dall'AgipPetroli nel 1998), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1996 ai fini delle imposte dirette e sino al 1997 ai fini Iva, a eccezione degli esercizi 1990 e 1991 per i quali è in essere un contenzioso di modesto ammontare relativo alle imposte dirette.

Altri fondi per rischi e oneri

Il fondo *smantellamento e ripristino siti* di 855 milioni di euro riguarda i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (816 milioni di euro) nonché i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, alla raffineria di Rho, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito di Porto Marghera che hanno cessato l'attività produttiva e per i quali è prevista una destinazione diversa (39 milioni di euro).

Il fondo *oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 185 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento all'incorporata Snam che, sulla base di quanto disposto dalla Delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico all'incorporata Snam in forza della manleva prestata a Snam Rete Gas relativamente agli oneri derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento stesso.

Il fondo *rischi e oneri ambientali* di 172 milioni di euro copre principalmente i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare in impianti di raffinazione (53 milioni di euro), depositi (50 milioni di euro), stazioni di servizio, nonché in impianti per l'estrazione di idrocarburi (38 milioni di euro).

Il fondo *dismissioni e ristrutturazioni* di 168 milioni di euro riguarda essenzialmente oneri futuri connessi agli accordi con la Kuwait Petroleum Italia SpA relativi alla cessione della quota del 50% della Raffineria di Milazzo ScpA, oneri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo, oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e oneri connessi al piano di ristrutturazione della rete di distribuzione carburanti.

Il fondo *oneri su bonus share Snam Rete Gas SpA* di 34 milioni di euro riguarda l'onere connesso alle bonus share da riconoscere ai sottoscrittori delle azioni Snam Rete Gas SpA collocate sul mercato dall'incorporata Snam nell'esercizio 2001. L'Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione prevede infatti, quale incentivo per l'adesione all'offerta, che agli assegnatari di azioni Snam Rete Gas che ne abbiano conservato la titolarità ininterrottamente per 18 mesi dal 6 dicembre 2001 (data di pagamento delle azioni) spetterà il diritto all'attribuzione gratuita di 10 azioni ordinarie Snam Rete Gas, godimento 1° gennaio 2003, ogni 100 azioni assegnate, fino a un massimo di 300 azioni gratuite.

Il fondo *per incentivi all'esodo del personale dipendente* di 13 milioni di euro riguarda gli oneri che si ritiene di sostenere a titolo di incentivazione all'esodo di personale dipendente.

Il fondo *concorsi a premi* di 11 milioni di euro riguarda gli stanziamenti a fronte degli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio.

Il fondo *manutenzione e revisione navi e aeromobili* di 5 milioni di euro, riveniente dall'incorporazione della Snam, accoglie i costi per i lavori ciclici relativi agli aerei di proprietà (4 milioni di euro) e alle navi petroliere (1 milione di euro). Il fondo lavori ciclici di manutenzione sugli aeromobili comprende una quota eccedente di 3 milioni di euro.

Gli *altri fondi* (149 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli oneri previsti per il rinnovo contrattuale dei gestori rete (44 milioni di euro), gli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (37 milioni di euro) e per risarcimento danni (11 milioni di euro).

11 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2001	Incrementi per fusione	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2002
	60	103	40	(29)	(32)	142

Riguarda l'accantonamento per trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato al 31 dicembre 2002 nel rispetto del C.C.N.L. e delle norme in materia.

La colonna "Altre variazioni" riguarda i decrementi del fondo relativi ai conferimenti di rami d'azienda.

12 Debiti

	Valore al 31.12.2001				Valore al 31.12.2002			
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine verso banche	304		304		628		628	
A breve termine verso imprese controllate	776		776		1.238		1.238	
A lungo termine:								
- obbligazioni		1.016	1.016	500		500	500	500
- imprese controllate	31	221	252	40	31	644	675	47
- banche	24	45	69	1	70	176	246	21
- altri finanziatori		41	41	41		49	49	49
	1.135	**1.323**	**2.458**	**582**	**1.967**	**1.369**	**3.336**	**617**
Acconti								
Terzi	32		32		255		255	
	32		**32**		**255**		**255**	
Debiti commerciali								
Fornitori	264	37	301		1.990	43	2.033	
Imprese controllate	112		112		983		983	
Imprese collegate	1		1		148		148	
	377	**37**	**414**		**3.121**	**43**	**3.164**	
Debiti tributari	**225**		**225**		**448**	**23**	**471**	
Debiti diversi								
Imprese controllate	76		76		221		221	
Imprese collegate	57		57					
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	16	1	17		42		42	
Altri	43		43		220	7	227	
	192	**1**	**193**		**483**	**7**	**490**	

Debiti finanziari a breve termine

In data 16 dicembre 1999 è stata accesa una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza 22 dicembre 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio (gli indici sono stati rispettati). Al 31 dicembre 2002 la linea di credito è stata utilizzata per 568 milioni di euro. I debiti finanziari a breve termine verso imprese controllate (1.238 milioni di euro) riguardano l'Enifin SpA.

I debiti finanziari a breve termine delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 1.285 milioni di euro.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine in essere al 31 dicembre 2002 è del 3,09% (4,84% al 31 dicembre 2001).

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2001 e 2002, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

		Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
(milioni di €)	Scadenza del debito	2001	2002	Scad. 2003	2004	2005	2006	2007	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2010**	252	675	31	289	188	110	10	47	644
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2017**	11	82	26	28	3	3	2	20	56
- mutui a tasso agevolato	**2010**	5	122	33	35	35	18		1	89
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	53	42	11	9	10	11	1		31
		69	**246**	**70**	**72**	**48**	**32**	**3**	**21**	**176**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2010**	1.016	500						500	500
Altri finanziatori		41	49						49	49
		1.378	**1.470**	**101**	**361**	**236**	**142**	**13**	**617**	**1.369**

I debiti finanziari a lungo termine delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 632 milioni di euro.

I *debiti finanziari verso imprese controllate* ammontano a 675 milioni di euro, con un aumento di 423 milioni di euro dovuto essenzialmente ai debiti rivenienti dalle fusioni. I debiti sono stati assunti nei confronti di Enifin SpA.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 246 milioni di euro, con un aumento di 177 milioni di euro. Al 31 dicembre 2002 i debiti soggetti a clausole restrittive, che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni SpA ammontano a 3 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate. I mutui a tasso di cambio agevolato di 42 milioni di euro diminuiscono di 11 milioni di euro a seguito dei rimborsi. Riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/1973, o dalle imprese controllate che sono state finanziate dall'Eni SpA alle medesime condizioni.

Le *obbligazioni* ammontano a 500 milioni di euro; la voce riguarda Medium Term Notes per 500 milioni di euro emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni. Il prestito obbligazionario "1993 - 2003 a tasso variabile" di 1.000 miliardi di lire (516 milioni di euro) è stato rimborsato in via anticipata il 1° dicembre 2002 con una maggiorazione di 70 lire per ogni obbligazione di 1.000 lire, come previsto dal Regolamento del prestito.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2002 è del 4,93% (4,84% al 31 dicembre 2001).

Acconti

Gli acconti di 255 milioni di euro riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (113 milioni di euro), acconti per cessione beni patrimoniali (61 milioni di euro) e acconti ricevuti da clienti (15 milioni di euro).

Debiti commerciali

I debiti commerciali delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 2.771 milioni di euro.

I *debiti verso imprese controllate* di 983 milioni di euro si riferiscono principalmente all'acquisto di greggio (558 milioni di euro) e ai debiti verso la controllata Snam Rete Gas per il servizio relativo al trasporto di gas naturale (200 milioni di euro).

I *debiti verso imprese collegate* di 148 milioni di euro riguardano principalmente i debiti verso la Serfactoring SpA (50 milioni di euro), i debiti per il trasporto di gas all'estero (28 milioni di euro) e i debiti verso la Promgas SpA per acquisto di gas (25 milioni di euro).

Debiti tributari

I debiti tributari di 471 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	
Royalties su idrocarburi estratti	160
Iva	120
Imposta sostitutiva	111
Accise	58
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	15
Altri	7
	471

I debiti tributari delle società incorporate al 31 dicembre 2002 ammontano complessivamente a 70 milioni di euro.

Debiti diversi

I debiti diversi delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 396 milioni di euro.

I *debiti verso imprese controllate* di 221 milioni di euro riguardano essenzialmente l'aumento di capitale sottoscritto e non versato nei confronti di EniPower SpA (180 milioni di euro).

Gli *altri debiti* di 227 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso dipendenti per ferie maturate e non godute (78 milioni di euro), gestori (43 milioni di euro), enti concedenti per royalties autostradali (34 milioni di euro), agenti (19 milioni di euro) e verso correntisti per rapporti di permuta prodotti petroliferi (4 milioni di euro).

13 Ratei e risconti passivi

I ratei e risconti passivi di 224 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Proventi poliennali		157
Contributi a fondo perduto		22
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	20	17
Commissioni su fidejussioni	20	16
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	6	9
Maggiorazione prestito obbligazionario 1993/2003	31	
Altri		3
	77	**224**

I ratei e risconti passivi delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 184 milioni di euro.

I *proventi poliennali* (157 milioni di euro) riguardano il compenso riconosciuto da Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni) all'incorporata Snam per la rinegoziazione del contratto di trasporto gas (79 milioni di euro), il corrispettivo conseguito dalla medesima per rilevare, dal 2000 al 2018, una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega l'Inghilterra e il continente di proprietà della Interconnector UK Ltd (5% Eni International BV) (10 milioni di euro) e il compenso riconosciuto da Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto di lavorazione greggi.

I *contributi a fondo perduto* (22 milioni di euro) sono relativi per 20 milioni di euro a somme incassate da enti pubblici dall'incorporata AgipPetroli sulla base di diverse leggi nazionali e regionali, principalmente in base alla legge n. 488/1992 per l'ammodernamento e ristrutturazione degli impianti di raffineria.

Le *commissioni su fidejussioni* (16 milioni di euro) riguardano il provento poliennale (16 milioni di euro) relativo alle commissioni sulla fidejussione rilasciata a favore della TAV Treno Alta Velocità SpA per le obbligazioni del Consorzio Cepav Uno (v. nota 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 60 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2001); i ratei e risconti passivi a lungo ammontano a 164 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I ratei e risconti passivi scadenti oltre i 5 anni ammontano a 88 milioni di euro e riguardano i proventi poliennali (80 milioni di euro) e i contributi a fondo perduto (8 milioni di euro).

14 Garanzie

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	1.855	2.020
- di imprese collegate	4.800	4.800
- di altri	1	3
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	5.270	7.830
- di imprese collegate		1.350
- proprio per crediti ceduti	371	83
- proprio per altre garanzie	49	444
- di altri	2	47
	12.348	**16.577**

Le garanzie concesse dalle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2002 a 2.591 milioni di euro.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 2.020 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 1.391 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 205 milioni di euro;
- per 262 milioni di euro, le fidejussioni prestate dall'incorporata Snam a favore di società finanziarie dell'Eni (167 milioni di euro) e di istituti di credito (95 milioni di euro) per finanziamenti a medio e lungo termine concessi alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 159 milioni di euro;
- per 179 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore di istituti di credito per finanziamenti a medio e lungo termine concessi, a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 6 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 101 milioni di euro;
- per 136 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti erogati alla Snam Rete Gas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 59 milioni di euro;
- per 37 milioni di euro, la fidejussione rilasciata a un istituto di credito a garanzia del 49% dell'impegno fidejussorio assunto dalla controllata Ecofuel (100% Eni) a fronte di finanziamenti concessi alla Super Octanos (49% Ecofuel). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 11 milioni di euro;

- per 10 milioni di euro, la polizza di coobbligazione (50%) rilasciata alla S.I.C. di polizze assicurative emesse a favore dell'Agenzia delle Dogane di Roma nell'interesse del Consorzio Condeco Santapalomba (88% Eni) a garanzia di giacenza e immissione al consumo di prodotti petroliferi in sospensione di accisa e al loro trasporto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 corrisponde al valore nominale.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate* di 4.800 milioni di euro sono relative alla fidejussione prestata alla TAV Treno Alta Velocità SpA con la quale l'Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 3.742 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di altri* di 3 milioni di euro riguardano essenzialmente la garanzia concessa a favore del San Paolo Imi SpA per finanziamenti a lungo termine nell'interesse della Nuovo Pignone SpA.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 7.830 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Eni International Bank Ltd a fronte del programma di emissione di "Euro Commercial Paper", fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2002 l'impegno effettivo è di 3.069 milioni di euro, corrispondente al valore nominale dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA. L'Eni International Bank Ltd e l'Enifin SpA non hanno emesso titoli;
- per 2.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, dall'Eni International Bank Ltd e dall'Enifin SpA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes" fino a un massimo di 4.000 milioni di euro, di cui 2.000 milioni di euro riferiti all'Eni. Al 31 dicembre 2002 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, ammonta a 1.167 milioni di euro, l'Eni International Bank Ltd e l'Enifin SpA non hanno emesso titoli;
- per 1.023 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi per la cessione da parte della Singea SpA (in liquidazione) (incorporata dall'EniChem SpA nel 2002) della PortoVesme Srl;
- per 211 milioni di euro la garanzia rilasciata dall'incorporata AgipPetroli a favore di istituti bancari nell'interesse dell'AgipPetroli International BV (incorporata nel 2002 dall'Eni International BV) per affidamenti concessi;
- per 159 milioni di euro la responsabilità in solido dell'Eni nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, in base alla legge n. 549/1995, derivante dall'acquisto a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 di crediti Irpeg e Ilor da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne l'Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato (in particolare EniChem SpA 108 milioni di euro e Padana Assicurazioni SpA 14 milioni di euro);
- per 81 milioni di euro la garanzia rilasciata dalla incorporata AgipPetroli a un istituto di credito a garanzia dell'impegno fidejussorio rilasciato dalla controllata Ecofuel a fronte di finanziamenti concessi alla Supermetanol (49% Ecofuel). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 14 milioni di euro;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française e da questa manlevate a favore dell'incorporata AgipPetroli. Il valore effettivo corrisponde al valore nominale;
- per 38 milioni di euro la garanzia rilasciata dall'incorporata AgipPetroli a un istituto di credito a garanzia del 51% dell'impegno fidejussorio rilasciato dalla controllata Ecofuel a fronte di finanziamenti concessi alla Super Octanos (49% Ecofuel). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 11 milioni di euro;
- per 13 milioni di euro le garanzie rilasciate dalla incorporata Snam a favore di istituti bancari nell'interesse dell'Ambiente SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 4 milioni di euro;
- per 10 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore della Banca Nazionale del Lavoro nell'interesse della Ecofuel SpA per affidamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 4 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate* di 1.350 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- la garanzia prestata dall'incorporata Snam a favore di un sindacato internazionale di banche nell'interesse di Blue Stream Pipeline Company BV per il prestito di 826 milioni di euro da questa ottenuto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 687 milioni di euro;
- la garanzia di 517 milioni di euro prestata a favore di Eni Coordination Center SA a fronte di finanziamenti a medio e lungo termine concessi alla Trans Austria Gasleitung GmbH. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 446 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti ceduti* di 83 milioni di euro riguardano la responsabilità dell'Eni SpA verso le imprese controllate per la cessione dei crediti Irpeg (in particolare Italgas SpA 40 milioni di euro ed Ecofuel SpA 31 milioni di euro).

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 444 milioni di euro riguardano:

- le manleve a favore di istituti di credito (202 milioni di euro) e di Enifin SpA (183 milioni di euro) e a fronte delle fidejussioni da questi rilasciate a favore delle Amministrazioni statali per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto e buona esecuzione lavori. L'impegno effettivo è pari al valore nominale;
- le manleve a favore di istituti di credito (27 milioni di euro) e di Enifin SpA (17 milioni di euro) e a fronte delle fidejussioni da questi rilasciate a favore della dogana a garanzia del pagamento di accise e altri oneri doganali. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 corrisponde al valore nominale;
- la manleva a favore dell'Enifin a fronte della fidejussione di 12 milioni di euro da questa rilasciata a favore della Fondazione Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano a garanzia della restituzione della caparra confirmatoria versata all'incorporata AgipPetroli a fronte del contratto preliminare di vendita alla Fondazione del terreno di Rho. L'impegno effettivo corrisponde al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 47 milioni di euro riguardano essenzialmente la garanzia, del valore nominale di 43 milioni di euro, prestata a favore di istituti di credito a fronte di linee di credito concesse e di un contratto di leasing stipulato dalla Interconnector UK Ltd (5% Eni International BV). L'impegno effettivo non si discosta sensibilmente dal valore nominale.

15 Altri conti d'ordine

(milioni di €)	Valore al 31.12.2001	Valore al 31.12.2002
Impegni		
Acquisto di beni		3.004
Vendita di beni		147
Contratti derivati di copertura:		
- su interessi		167
- di acquisto valuta		466
- di vendita valuta		303
- di acquisto merci		93
- di vendita merci		41
Altri impegni	672	502
Rischi		
Beni di terzi in custodia		97
Altri	28	31
	700	**4.851**

Gli *impegni di acquisto di beni* di 3.004 milioni di euro riguardano gli impegni assunti con l'OPA sulle azioni Italgas SpA e sulla successiva operazione di squeeze out (2.550 milioni di euro) (v. il capitolo "Andamento operativo - Settore Gas & Power - Vendite" del bilancio consolidato), l'impegno verso la spagnola Union Fenosa SA per l'acquisizione del 50% di Union Fenosa Gas attraverso l'aumento di capitale sociale (440 milioni di euro), nonché l'impegno assunto nei confronti di Nuovo Pignone Holding SpA di acquistare azioni privilegiate eventualmente emesse dalla Nuovo Pignone SpA (14 milioni di euro) qualora la Nuovo Pignone Holding SpA intendesse cedere tali azioni e la stessa Nuovo Pignone SpA non potesse acquistarle in tutto o in parte a causa dei limiti fissati dagli articoli 2357 e seguenti del codice civile (l'importo indicato è il valore massimo teorico dell'impegno dell'Eni). L'Eni ha il diritto di recedere, in tutto o in parte e senza penali, dall'impegno di acquisto suddetto, previa comunicazione scritta alle parti (Nuovo Pignone SpA, Nuovo Pignone Holding SpA e General Electric Co).

Gli *impegni di vendita di beni* di 147 milioni di euro riguardano:

- l'impegno per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro);
- gli impegni per la concessione a General Electric Co dell'opzione di acquisto delle azioni della Nuovo Pignone Holding SpA di proprietà della Snam (circa 47 milioni di euro).

Gli *altri impegni* di 502 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2002 l'impegno massimo, anche per conto del partner Enterprise SpA, è quantificabile in 206 milioni di euro (125 milioni di euro in quota Eni, di cui 81 come impegno economico e 44 come anticipazione finanziaria sulle royalties dovute sulla futura produzione);
- l'impegno di 203 milioni di euro derivante dal contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000 della durata di sei anni stipulato nel 2000 con la Saipem SpA;
- gli impegni per locazioni finanziarie di 61 milioni di euro riguardano l'ammontare dei canoni da pagare e i valori di riscatto dei beni assunti in leasing dalla Serleasing SpA; in particolare:
  - . 33 milioni di euro relativi al contratto stipulato nel maggio 1999 per la realizzazione di un palazzo uffici a Gela, la cui costruzione è stata ultimata nel 1° semestre 2002. La Serleasing SpA è stata manlevata da qualsiasi responsabilità le dovesse derivare dai contratti di compravendita e/o di appalto. La durata del contratto è di 8 anni;
  - . 4 milioni di euro relativi al contratto stipulato nel novembre 2001 per la realizzazione dell'impianto di dearomatizzazione del kerosene presso la raffineria di Sannazzaro. La durata del contratto è di 4 anni;
- gli impegni assunti a favore dell'EniChem SpA per tutte le obbligazioni nascenti dalle cessioni dei rami di azienda "Fertilizzanti" e "Terni Industrie Chimiche" dell'Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA per 20 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2002 ammonta a 6 milioni di euro;
- l'impegno di 12 milioni di euro assunto con la Regione Sicilia per contribuire alla costruzione di un nuovo porto a Gela.

I *rischi per beni di terzi in custodia* di 97 milioni di euro riguardano essenzialmente greggi e prodotti petroliferi di terzi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Gli *altri rischi* di 31 milioni di euro riguardano gli impegni assunti nei confronti della Erg Raffinerie Mediterranee SpA, nell'ambito degli accordi per il conferimento alla medesima della raffineria e della centrale elettrica di Priolo, di indennizzarla di eventuali sopravvenienze passive, insussistenze di attivo, minusvalenze e altri oneri.

Gli *impegni per contratti derivati* di 1.070 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove sono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2002 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano. Il valore dei contratti a termine su valute indicati al periodo successivo è espresso al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto come indicato nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale. Per i contratti derivati su merci sono indicate le quantità acquistate o vendute.

Contratti derivati

La società impiega contratti derivati al fine di ridurre l'esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci. I contratti sono stipulati dalle Divisioni Refining & Marketing e Gas & Power principalmente con l'Enifin SpA, società posseduta interamente dall'Eni, presso cui è accentrata l'attività di tesoreria delle imprese dell'Eni nel mercato nazionale. La società non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Al 31 dicembre 2001 la società non aveva contratti derivati in essere.

Valori nominali ed esposizione al rischio di credito su derivati

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia in termini di quantità fisiche (a esempio, barili o tonnellate). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione a rischio di credito per la società. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi ai tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione.

Sebbene la società sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che possano verificarsi tali inadempienze, in virtù della loro solida situazione finanziaria.

a) Gestione del rischio dei tassi di interesse

La società stipula diversi tipi di contratti per gestire i rischi dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

Descrizione	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Interest rate swap (IRS)	-	93
Interest rate collar	-	74
Totale	**-**	**167**

Gli "interest rate swap" (IRS) sono stipulati per mitigare i rischi derivanti dall'accensione di finanziamenti passivi a tasso fisso. Relativamente a tali contratti, viene concordato con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati. In particolare gli IRS in essere si riferiscono a contratti stipulati con la Chase Manhattan Bank, S. Paolo IMI e BNL relativamente a finanziamenti a lungo termine (ultima scadenza 2006) a tasso fisso.

La tabella che segue riporta gli swap in essere con indicazione della media ponderata dei tassi di interesse nonché delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare in misura significativa i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante.

Descrizione	31.12.2001	31.12.2002
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale	-	93
Tasso medio acquistato (%)	-	10,34
Tasso medio venduto (%)	-	2,71
Scadenza media ponderata (anni)	-	2,37

La Divisione Refining & Marketing ha stipulato con Enifin un contratto "zero cost collar" a copertura di un finanziamento concesso dall'IRFIS a tasso fisso (5,85%) scadente nel 2006. Lo "zero cost collar" è una combinazione di opzioni che non comporta il pagamento di premi. Il contratto consente di mitigare i rischi derivanti dalla stipulazione del finanziamento, trasformandone il tasso da fisso a variabile al di fuori di una banda di oscillazione (5,50%-9,90%).

b) Gestione del rischio di cambio

La società stipula contratti a termine su valute per gestire il rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2001		Valore nominale al 31.12.2002	
Descrizione	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	-	-	450	275
Franco svizzero			2	-
Lira sterlina				21
Totale	**-**	**-**	**452**	**296**

La società utilizza i contratti a termine essenzialmente per copertura di debiti e crediti denominati in valuta estera. La scadenza dei contratti è inferiore a un anno.

c) Gestione dei rischi sui prezzi delle merci

La società stipula contratti a termine su merci per la gestione del rischio sui relativi prezzi come indicato nella tabella seguente:

		Valore nominale al 31.12.2001		Valore nominale al 31.12.2002	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Greggi	(barili)	-	-	2.472.390	890.000
Prodotti petroliferi	(barili)			1.302.231	732.249
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	-	-	176.520	179.060

I contratti derivati su greggi e prodotti petroliferi sono stipulati prevalentemente dalla Divisione Refining & Marketing al fine di gestire i rischi economici del ciclo industriale e commerciale connessi alla variabilità dei prezzi di mercato. In particolare, la politica di copertura è finalizzata a ridurre il rischio che mutamenti delle condizioni dei mercati di approvvigionamento e di sbocco possano determinare un peggioramento del risultato atteso nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita dei prodotti finiti.

Alcuni contratti derivati su greggi e prodotti petroliferi sono stati stipulati dalla Divisione Gas & Power al fine di coprire il rischio connesso a forniture di gas naturale a prezzo fisso, a fronte di un paniere di prezzi di acquisto indicizzati alla quotazione su mercati internazionali riconosciuti dei prodotti petroliferi.

A partire da maggio 2002, i contratti derivati sono stipulati unicamente con Enifin; la loro scadenza è inferiore all'anno.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale perché non oggettivamente quantificabili i seguenti impegni:

- la garanzia rilasciata alla Treno Alta Velocità SpA - TAV ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni e il Consorzio Cepav Due con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione". I partecipanti al consorzio si sono impegnati a rilasciare all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni SpA, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate. L'Atto integrativo della convenzione non è stato ancora firmato;
- le garanzie rilasciate nel 1994 e nel 2000 a favore della SACE nell'interesse dell'incorporata Snam per il perfezionamento degli accordi con la società OOOGazexport per l'importazione di gas naturale;
- le garanzie rilasciate in favore di EniChem SpA nei contratti di vendita alla medesima di partecipazioni (tra cui Agricoltura SpA e Singea SpA, entrambe in liquidazione, successivamente incorporate dall'EniChem SpA) e di complessi immobiliari di mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata dall'Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico dell'Eni;
- le manleve rilasciate nel 2001 dall'Eni e dall'incorporata Snam a favore di Stoccaggi Gas Italia SpA per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo il conferimento dei rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", ma derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza dello stesso (31 ottobre 2001);
- la manleva rilasciata nel 2001 a favore di Snam Rete Gas per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo il conferimento del ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas", ma derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza dello stesso (1° luglio 2001);
- l'impegno, valido fino al 30 settembre 2008, a rimborsare a Praoil Oleodotti Italiani SpA, nei limiti dell'85%, i costi sostenuti di riduzione in pristino e/o di rimozione di oleodotti non operativi (di riserva al sistema) conferiti in data 1° ottobre 1998 che la Società dovesse sostenere a seguito di prescrizioni di leggi e/o di regolamenti;
- gli impegni con le autorità svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della costruzione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% EniChem SpA), austriaco (Rheinische Oelleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Suedpetrol AG - 100% EniChem SpA) dell'oleodotto;
- gli impegni a corrispondere alla controllata Trans Tunisian Pipeline Co, quale corrispettivo della capacità di trasporto impegnata, tariffe di trasporto tali da permettere di far fronte agli obblighi derivanti da finanziamenti specificamente definiti in accordi con gli istituti finanziatori (throughput agreement);
- l'impegno assunto nei confronti della Sieco SpA al sostenimento di oneri derivati da eventuali eventi antecedenti le cessioni dei rami d'azienda "Pozzi d'acqua e rete idrica" e "Centrale di cogenerazione e reti termoelettriche" in San Donato Milanese;
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero stipulati dall'Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione che contengono clausole di ship or pay.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio.

Nel dicembre del 1999 un Comune della regione Abruzzo ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico prospiciente il territorio comunale. La Commissione tributaria provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso dell'Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione tributaria regionale e la relativa discussione ha avuto luogo il 20 gennaio 2003. Si è in attesa di conoscere il dispositivo della sentenza.

Per una sintesi degli altri procedimenti più significativi riguardanti l'Eni si rinvia al punto n. 14 "Altri conti d'ordine - contenziosi" della nota integrativa del bilancio consolidato.

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nel settore degli idrocarburi. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, di raffinazione e di trasporto. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio di esercizio per il rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati - tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/1999 (decreto Ronchi); (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

16 Valore della produzione

Il valore della produzione di 42.037 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)	2001	2002
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	3.968	41.377
Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti[1]	146	64
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(3)	
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	114	105
Altri ricavi e proventi	103	491
	4.328	**42.037**

(1) Dal 2002 la variazione delle rimanenze di gas è classificata alla voce "Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie di consumo e merci".

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 41.377 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	2001	2002
Prodotti petroliferi	8	23.913
Gas naturale	2.478	11.253
Greggi	519	5.432
Energia elettrica e utilities	14	173
Vettoriamento gas su tratte estere		172
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	497	
Altri ricavi diversi	452	434
	3.968	**41.377**

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (23.913 milioni di euro) riguardano in particolare le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione (9.720 milioni di euro), le vendite per rifornimento a consociate in Italia e all'estero, sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei surplus di raffineria (6.783 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili a clienti extrarete (3.578 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti, GPL e altri prodotti (2.138 milioni di euro), le somministrazioni a clienti titolari di carte di credito (861 milioni di euro) e le vendite per bunkeraggi e aviazione (828 milioni di euro).

I ricavi da vendita di gas naturale (11.253 milioni di euro) riguardano le forniture di gas (53,06 miliardi di metri cubi) a grossisti, clienti industriali e termoelettrici in Italia per 10.104 milioni di euro e le vendite di gas naturale all'estero per 1.149 milioni di euro (8,23 miliardi di metri cubi).

I ricavi da vendita di greggi (5.432 milioni di euro) riguardano le vendite derivanti da disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia (v. il capitolo "Andamento operativo - Divisione Refining e Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

Gli altri ricavi diversi (434 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (189 milioni di euro), le prestazioni fatturate ai partner in joint ventures (130 milioni di euro) e il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (51 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è indicata nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002
Italia	3.727	32.634
Resto dell'Europa	1	2.956
Altri paesi dell'Unione Europea	46	2.591
Americhe	14	1.513
Asia	47	1.189
Africa	133	494
	3.968	**41.377**

La voce "Ricavi netti della gestione caratteristica" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	2002
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.377
a dedurre:	
- accise	(10.821)
- vendite in conto permuta di gas e prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.282)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(130)
	28.283

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 22.

La variazione positiva delle *rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti* di 64 milioni di euro è costituita dall'aumento delle rimanenze di prodotti petroliferi (76 milioni di euro), parzialmente compensato dalla variazione negativa delle rimanenze di semilavorati (11 milioni di euro).

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 105 milioni di euro riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è indicata nella tabella seguente:

(milioni di €)	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali	11	16	1	..	28
Immobilizzazioni materiali	45	31	1	..	77
	56	**47**	**2**		**105**

Gli *altri ricavi e proventi* di 491 milioni di euro sono analizzati nella seguente tabella:

(milioni di €)	2001	2002
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	26	89
Locazioni, affitti e noleggi		86
Risultato derivati su merci		64
Utilizzo fondo svalutazione crediti		46
Rimborsi di costi per il personale	28	44
Utilizzo fondi per rischi e oneri	3	42
Contributi a fondo perduto	1	23
Risarcimento danni	15	21
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		11
Altri proventi	30	65
	103	**491**

Il risultato sui futures trova parziale contropartita tra gli oneri diversi di gestione dei costi della produzione.

17 Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 20.977 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di €)	2001	2002
Materie prime e sussidiarie		9.945
Gas naturale	152	5.788
Prodotti	34	3.613
Semilavorati		1.471
Materiali e materie di consumo	155	374
Acquisti per investimenti	(106)	(214)
	235	**20.977**

I *costi per servizi* di 4.766 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	2001	2002
Trasporto di gas naturale		1.993
Trasporti e movimentazioni	9	413
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	476	391
Manutenzioni	79	267
Costi di vendita diversi		266
Prestazioni professionali	118	265
Compensi di lavorazione		252
Progettazione e direzione lavori	51	243
Servizi di modulazione e stoccaggio	5	186
Somministrazioni diverse	23	148
Sviluppo, gestione infrastrutture e ICT applicativi	33	108
Servizi di rigassificazione		88
Magazzinaggi, transiti e depositi	1	83
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	12	81
Viaggi, missioni e altri	36	74
Assicurazioni	13	55
Servizi portuali e aeroportuali	1	45
Postali, telefoniche e ponti radio	11	38
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	18	17
Servizi di vigilanza e guardiania	3	17
Altri	126	310
	1.015	**5.340**
Servizi per investimenti	(406)	(574)
	609	**4.766**

I costi di ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 17 milioni di euro sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate con il concorso dell'Eni. I costi della ricerca scientifica e tecnologica delle Divisioni E&P e R&M (rispettivamente 36 e 32 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 462 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	2001	2002
Noleggi e locazioni	130	294
Royalties su prodotti estratti	152	132
Canoni per brevetti, licenze e locazioni	6	30
Canoni per beni in leasing	10	20
	298	**476**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(14)	(14)
	284	**462**

I *costi per il personale* di 761 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	2001	2002
Salari e stipendi	214	544
Oneri sociali	71	173
Trattamento di fine rapporto	17	40
Altri costi		4
Totale	**302**	**761**

La voce "Costo lavoro" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	**2002**
Salari e stipendi	544
Oneri sociali	173
Trattamento di fine rapporto	40
Altri costi	4
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**761**
Costi per personale in comando	10
a dedurre:	
- rimborsi di costi per il personale	(44)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(47)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**680**

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* si analizzano come segue:

(milioni di €)

Descrizione	**2001**	**2002**
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	622	813
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	138	153
Svalutazioni delle immobilizzazioni	2	3
Svalutazione dei crediti	3	15
Totale	**765**	**984**

Nell'esercizio sono stati stanziati ammortamenti eccedenti al netto dei rigiri per 58 milioni di euro, calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. del 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989.

La svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 15 milioni di euro riguarda lo stanziamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (12 milioni di euro) e al fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (3 milioni di euro) (v. nota 5).

La voce *"Ammortamenti e svalutazioni"* indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	**2002**
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	813
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	153
Svalutazioni delle immobilizzazioni	3
Svalutazione dei crediti	15
Totale come da schema di conto economico legale	**984**
a dedurre:	
- ammortamenti eccedenti al netto dei rigiri per ammortamento	(58)
- svalutazione crediti	(15)
- contributi a fondo perduto	(6)
- incrementi per lavori interni	(2)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**903**

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci* 150 milioni di euro riguarda essenzialmente l'aumento delle rimanenze di gas (171 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione delle rimanenze di greggio (13 milioni di euro).

Gli *altri accantonamenti* di 162 milioni di euro riguardano essenzialmente i previsti oneri per smantellamento e ripristino siti (55 milioni di euro), per il rinnovo contrattuale dei gestori rete (44 milioni di euro), per la ristrutturazione della rete (19 milioni di euro) e per concorsi a premi (7 milioni di euro).

Gli *oneri diversi di gestione* di 11.088 milioni di euro riguardano in particolare le accise sugli oli minerali (10.823 milioni di euro), gli oneri su derivati su merci (75 milioni di euro) e le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (55 milioni di euro).

La voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi e oneri diversi" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata.

(milioni di €)	**2002**
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	20.977
Costi per servizi	4.766
Costi per godimento di beni di terzi	462
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	15
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(150)
Accantonamenti per rischi	16
Altri accantonamenti	162
Oneri diversi di gestione	11.088
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**37.336**
a dedurre:	
- accise	(10.821)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.282)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(130)
- variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(64)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(56)
- costi del personale in comando	(10)
- stanziamento al fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	(2)
- utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	1
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**24.111**

18 Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

	2001			2002		
(milioni di €)	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi
Eni International Holding BV (1)	157			921		
AgipPetroli SpA	121	71		452	254	
Agip International BV (1)	1.550			221		
AgipPetroli International BV (1)				185		
Snam Rete Gas SpA				109		
Ecofuel SpA				45	25	
Italgas SpA				26	11	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd				26		
Saipem SpA	3	2		24	14	
Sofid SpA	14	8		22	12	
Atriplex Srl				20	11	
EniPower SpA				16		
Società Petrolifera Italiana SpA	15	8		13	7	
Snamprogetti SpA	14	8		11	6	
Snam SpA	295	174				
Altre	4	2	1	38	14	16
Utilizzo per Irpeg di competenza		(213)			(354)	
	2.173	**60**	**1**	**2.129**		**16**

(1) Nel secondo semestre 2002 l'Agip International BV ha incorporato l'Eni International Holding BV e la Snam International BV. L'Eni International Holding BV in precedenza ha incorporato l'AgipPetroli International BV e l'Agip International BV e ha modificato la denominazione sociale in Eni International BV.

Altri proventi finanziari

(milioni di €)	2001	2002
Proventi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni (interessi su CCT)	39	14
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	27	4
Proventi diversi dai precedenti:		
- differenze attive di cambio	6	449
- interessi su depositi e c/c	65	161
- commissioni per servizi finanziari	6	36
- interessi su crediti di imposta	23	28
- interest rate swap		16
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante		10
- altri	4	16
	170	**734**

Gli interessi su depositi e c/c di 161 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di €)	2001	2002
Differenze passive di cambio	4	427
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	62	58
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	33	47
Interessi e altri oneri verso banche	10	20
Stanziamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	19	20
Oneri su strumenti derivati	10	10
Altri interessi e oneri finanziari	4	9
	142	**591**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 58 milioni di euro riguardano gli oneri finanziari sulle "Medium Term Notes" emessi nel giugno 2000 di 500 milioni di euro e sul prestito obbligazionario "1993-2003" di 1.000 miliardi di lire (516 milioni di euro) estinto anticipatamente il 1° dicembre 2002.

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 47 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli stanziamenti al fondo copertura perdite e le perdite su partecipazioni di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per versamenti a copertura perdite Eurosolare SpA (8 milioni di euro) e le perdite sostenute nella cessione della società Ambiente SpA (3 milioni di euro).

Gli oneri su strumenti derivati di 10 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per interest rate swap (9 milioni di euro).

19 Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di partecipazioni* (2 milioni di euro) riguardano l'utilizzo del fondo svalutazione riferito alla partecipazione in EniTecnologie SpA.

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 2.054 milioni di euro sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002
Agip Investments Plc	43	742
Agip Exploration BV	403	579
EniChem SpA	1.151	359
Polimeri Europa SpA		235
Eni Portugal Investment SpA		84
Albacom SpA	203	37
Eurosolare SpA	3	13
Altre	6	5
	1.809	**2.054**

Le svalutazioni di EniChem SpA e Polimeri Europa SpA comprendono rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie, rispettivamente di 56 e 147 milioni di euro (v. la voce "Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie" del "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione).

20 Proventi e oneri straordinari

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002
Proventi straordinari		
Iscrizione maggior valore Stoccaggi Gas Italia SpA		1.055
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	94	317
Altri	5	30
	99	**1.402**
Oneri straordinari		
Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(6)	(76)
Incentivazione all'esodo del personale	(3)	(29)
Altri	(11)	(47)
	(20)	**(152)**
Proventi straordinari netti	**79**	**1.250**

L'iscrizione del maggior valore della partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia SpA è illustrato alla voce "Proventi straordinari" del capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione.

Le plusvalenze conseguite nei conferimenti e nelle cessioni di rami d'azienda (317 milioni di euro tenuto conto degli ammortamenti eccedenti) riguardano essenzialmente la plusvalenza di 140 milioni di euro conseguita nel conferimento alla LNG Shipping SpA del ramo d'azienda "Navi metaniere" (effettuato in regime di continuità di valori fiscali di cui all'art. 4 del D.Lgs. 8 ottobre 1997, n. 358) e le plusvalenze conseguite nella cessione di stazioni di servizio (131 milioni di euro).

Gli stanziamenti ai fondi rischi e oneri (76 milioni di euro) riguardano principalmente oneri futuri su siti dismessi o da dismettere (46 milioni di euro) e rischi di natura ambientale (23 milioni di euro).

21 Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)	2001	2002
Imposte correnti:		
- Irpeg	213	1.131
- Irap	94	162
- Imposta sostitutiva	2	151
- Crediti di imposta	(213)	(354)
Totale	**96**	**1.090**
Imposte (anticipate) differite nette	142	(515)
Totale	**238**	**575**

L'imposta sostitutiva di 151 milioni di euro riguarda essenzialmente l'affrancamento della "Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986" illustrata nel seguito (106 milioni di euro), nonché l'imposta relativa a cessioni e conferimenti.

Le imposte anticipate nette di 515 milioni di euro riguardano il saldo tra le imposte anticipate connesse al rinvio della deducibilità della svalutazione delle partecipazioni iscritte tra le immobilizzazioni finanziarie prevista dal decreto legge 209 sopra citato (461 milioni di euro) e all'utilizzo del fondo imposte differite stanziato a fronte degli ammortamenti anticipati imputati a riserva che, a seguito dell'affrancamento consentito dalla legge n. 448/2001 (v. commento della voce "Patrimonio netto"), è divenuto eccedente (201 milioni di euro), e le imposte differite riferite agli ammortamenti anticipati di cui è proposta all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile (78 milioni di euro) e al rigiro delle imposte anticipate connesso all'utilizzo di fondi tassati e altre partite minori. Non sono state stanziate imposte differite passive sulle differenze temporanee derivanti dai maggiori valori delle partecipazioni definiti con criteri civilistici rispetto ai corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali ammontanti a 1.195 milioni di euro perché non sono previste operazioni che possano portare all'insorgere del debito per imposte.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte, maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (4.809 milioni di euro), è pari a circa il 19%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap, tenendo conto delle aliquote Irap maggiori fino a un punto percentuale introdotte da alcune regioni (Lazio, Sicilia e Marche) relativamente alle attività svolte dalla Società, è pari a circa il 39%. La differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente: (i) ai dividendi distribuiti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare e a quelli derivanti dalla distribuzione di riserve di capitale non imponibili a norma dell'art. 44 del D.P.R. 917/1986 (circa 10 punti percentuali); (ii) alla non imponibilità della rivalutazione della partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia SpA e della plusvalenza conseguita nel conferimento del ramo d'azienda "Navi metaniere" alla LNG Shipping SpA effettuato in continuità dei valori fiscali (9 punti percentuali); (iii) agli effetti dell'applicazione della cosiddetta DIT (2 punti percentuali) e dell'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati al netto della relativa imposta sostitutiva (2 punti percentuali). Questi effetti sono stati in parte compensati da costi/svalutazioni indeducibili di natura permanente (3 punti percentuali).

22 Informazioni per settori di attività[3]

Le informazioni per settori di attività sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 24. I valori complessivi delle informazioni sono quelli degli schemi di bilancio riclassificati indicati nella relazione sulla gestione.

(milioni di €)	E&P	G&P	R&M	Corporate	Totale
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.780	11.396	16.662	7	30.845
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.438)	(75)	(46)	(3)	(2.562)
Risultato operativo	1.418	1.722	108	(234)	3.014
Attività direttamente attribuibili [b]	2.601	2.854	5.321	47	10.823
Attività non direttamente attribuibili					37.935
Passività direttamente attribuibili [c]	560	1.459	3.985	62	6.066
Passività non direttamente attribuibili					42.692
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	508	13	398	20	939
Ammortamenti e svalutazioni	(448)	(34)	(401)	(20)	(903)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

23 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte, sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa, inclusi i contratti derivati, sono riportate di seguito:

- Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie (incluse le quote a breve): il valore di mercato è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'impresa potrebbe ottenere su crediti analoghi.
- Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo: il valore di mercato è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni: il valore di mercato è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- Obbligazioni, debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo (incluse le quote a breve): il valore di mercato è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo: il valore di mercato è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

L'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è effettuata applicando i tassi di interesse che l'Eni SpA avrebbe potuto ottenere su posizioni analoghe.

Il valore di mercato dei crediti e debiti a breve è stimato equivalente al relativo valore contabile. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto ai sensi dell'art. 44 del D.P.R. del 29 settembre 1973 n. 602 è oggetto di modifica periodica da parte del Ministro dell'economia e delle finanze (per l'esercizio 2002 pari al 5%) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

(3) Le informazioni per area geografica non vengono fornite tenuto conto che la Società svolge la sua attività pressoché interamente in Italia.

(milioni di €)	31.12.2002 Valore contabile	Valore di mercato
Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie	45	45
Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo	1.820	1.801
Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	230	235
Obbligazioni e debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	1.470	1.548
Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo	73	68

Il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato da pagare o ricevere per porre termine al contratto alla data di chiusura dell'esercizio includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing.

Nella tabella sono riportati i valori di mercato per ciascuna tipologia di contratto:

(milioni di €)	Valore di mercato al 31.12.2002
Contratti derivati su interessi:	
- attività	17
Contratti derivati su valute:	
- attività	6
- passività	(13)
Contratti derivati su merci:	
- attività	3
- passività	(3)
Totale	
- attività	26
- passività	(16)

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti a ruolo, calcolato come semisomma del numero dei dipendenti alla fine degli esercizi 2001 e 2002, è il seguente:

	2001	**2002**
Dirigenti	204	509
Quadri	1.224	2.631
Impiegati	2.413	5.162
Operai	696	2.705
Marittimi		234
	4.537	**11.241**

25 Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali dalla società e dalle sue controllate sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2002 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica nell'Eni SpA" sono indicati gli emolumenti di competenza deliberati dall'Assemblea e la rimunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato stabilita dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2389, comma 2, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefits, comprese le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile della rimunerazione del Presidente e la retribuzione variabile da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali, nonché gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di €)

Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica nell'Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Gros-Pietro Gian Maria	Presidente	01.01-29.05		302	3	289		594
Poli Roberto	Presidente	30.05-31.12	30.05.05	297				297
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	283		604	935	1.822
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	74				74
Clô Alberto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	75				75
Colombo Umberto	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	75				75
De Paoli Luigi	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Fruscio Dario	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	46				46
Moscato Guglielmo	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	48				48
Resca Mario	Consigliere	30.05-31.12	30.05.05	48				48
Sapelli Giulio Marcello	Consigliere	01.01-29.05		27				27
Siniscalco Domenico (2)	Consigliere	01.01-29.05						
Collegio Sindacale								
Monorchio Andrea (3)	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	60				60
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	78			48 (4)	126
Colombo Paolo Andrea	Sindaco effettivo	30.05-31.12	30.05.05	49			10 (5)	59
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	71			48 (6)	119
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	76			20 (7)	96
Sica Mario	Sindaco effettivo	01.01-29.05		21			34 (8)	55
Direttore Generale Divisione E&P								
Cao Stefano		01.01-31.12				248	533	781
Direttore Generale Divisione G&P								
Sgubini Luciano		01.02-31.12				272	555	827
				1.684	**3**	**1.413**	**2.183**	**5.283**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2004.
(2) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'economia e delle finanze (26 mila euro).
(3) L'emolumento riguarda il periodo 1° luglio-31 dicembre 2002; in precedenza l'emolumento era versato al Ministero dell'economia e delle finanze (46 mila euro).
(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'EniChem SpA e nella Polimeri Europa SpA.
(5) Comprende il compenso per la carica di Amministratore nella Saipem SpA per il periodo 1° gennaio-31 maggio 2002.
(6) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno.
(7) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.
(8) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA, dal 1° gennaio al 1° febbraio 2002, e della Snam Rete Gas SpA.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 3,5 milioni di euro e a 2,6 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002 e 2001, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 395 mila euro e 312 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2002 e 2001 (art. 2427, n. 16 del codice civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

26 Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e ai direttori generali

Ai sensi della dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate agli amministratori e ai direttori generali in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti deliberati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti del 6 giugno 2000, del 2 agosto 2000 e del 30 maggio 2002 descritti al punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della relazione sulla gestione.

Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio di riferimento hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock grant

Nella tabella seguente sono indicati gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione azioni Eni, a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio è omessa trattandosi di azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti assegnati nel corso dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio	Diritti scaduti nell'esercizio	Diritti scaduti alla fine dell'esercizio	
Cognome e nome		Numero opzioni	Scadenza media [1]	Numero opzioni	Scadenza media [1]	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Scadenza media [1]
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	60.850 [2]	786	29.300 [3]	1.096	-	-	90.150	591
Cao Stefano	Direttore Generale	12.800 [4]	930	12.800 [5]	1.096	-	-	25.600	762
Cao Stefano	Direttore Generale	17.600 [6]	712	-	-	-	-	17.600	347
Sgubini Luciano	Direttore Generale	33.950 [7]	824	12.800 [5]	1.096	-	-	46.750	596

(1) Espressa in giorni.
(2) Impegni assunti in data 21 giugno 2000 e 7 giugno 2001.
(3) Impegno assunto in data 2 luglio 2002.
(4) Impegno assunto in data 18 giugno 2001.
(5) Impegno assunto in data 15 luglio 2002.
(6) I diritti indicati si riferiscono all'impegno assunto dalla Saipem SpA in data 13 novembre 2000 nei confronti di Stefano Cao, in qualità di Presidente della società fino al 24 novembre 2000, di offrire in sottoscrizione azioni Saipem a titolo gratuito.
(7) Impegni assunti in data 25 luglio 2000 e 18 giugno 2001.

Stock option

		Amministratore Delegato	Direttore Generale	Direttore Generale
		Mincato Vittorio	Cao Stefano	Sgubini Luciano
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:				
- numero opzioni		546.500	232.500	286.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	12,992	12,992	12,992
- scadenza		31.07.2005	31.07.2005	31.07.2005
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:				
- numero opzioni		165.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216
- scadenza		31.07.2010	31.07.2010	31.07.2010
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:				
- numero opzioni		-	-	-
- prezzo medio di esercizio	(€)	-	-	-
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(€)	-	-	-
Opzioni scadute nell'esercizio (1):				
- numero opzioni		546.500	232.500	286.000
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:				
- numero opzioni		165.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216
- scadenza		31.07.2010	31.07.2010	31.07.2010

(1) In relazione al mancato raggiungimento del target di quotazione prefissato delle azioni Eni.

27 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,10 euro e di 0,57 euro rispettivamente nel 2002 e nel 2001 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni in circolazione durante ciascun esercizio escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2002 e 2001 sono portati in aumento del numero delle azioni in circolazione nei rispettivi esercizi. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di n. 3.825.837.521 e di n. 3.910.798.299, rispettivamente negli esercizi 2002 e 2001.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da vendere, rispettivamente, a fronte dei piani di stock grant e stock option produrranno sull'utile per azione dell'Eni SpA non è significativo. Allo stato attuale rilevano a questo fine soltanto le azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito, tenuto conto che le azioni offerte in opzione hanno un prezzo di esercizio (15,216 euro) superiore al valore corrente dell'azione al 31 dicembre 2002 (14,509 euro).

28 Rapporti con parti correlate

Ai sensi delle comunicazioni Consob n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con imprese controllate e collegate; tali operazioni fanno parte della ordinaria gestione della società e sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della società.

Relativamente alle altre parti correlate, i principali rapporti riguardano:

- il gruppo Enel essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale, per la vendita di olio combustibile, nonché per l'acquisto di energia elettrica;
- il gruppo Alitalia per la vendita di jet fuel.

Le operazioni con questi soggetti sono regolate alle condizioni generalmente applicate ai terzi.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

	31.12.2002				2002					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Agip Austria Aktiengesellschaft	11				4			127		
Agip Deutschland AG	5	4		14	52	3		204		15
Agip España SA	23	1			5			244		1
Agip Karachaganak BV			1.130						3	
Agip (Suisse) SA	5	3			15			60		
Agip Trading Services BV	4	558			5.474	2			3	6
American Agip Co Inc	12	1						149		
Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl	1	19				146		1	2	
Atriplex Srl	241	6			21			1.163	8	3
Ecofuel SpA		4	166		61				1	2
EniChem SpA	43	16	1.088	20	8	10		91	35	2
EniPower SpA	26	186				62		226	14	
Fiorentina Gas Clienti SpA	33							106		
Italgas Più SpA	454				2	1		1.409		1
Italiana Petroli Srl	209	11				1		1.053	10	7
Lasmo Overseas Nederland BV	41							237	25	
Napoletana Gas Clienti SpA	11							75		
Norsk Agip A/S	2	8	184		38				3	
Padana Assicurazioni SpA	50	4	14			43				15
Polimeri Europa SpA	27	1			248	15		757	79	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	2	11	2			51			2	1
Reful Srl	2							67		
Saipem SpA	3	22		203		16		9	2	
Serleasing SpA	0	10	23	61		12	6			4
Sieco SpA	11	48			4	76	9	8	8	1
Snam Rete Gas SpA	5	265				1.352	1	36	3	
Snamprogetti SpA	4	16	230			5			2	
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	133				143	186		141		1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	6	22				231		40		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (1)	6					100				
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	103	116	224	5	96	244	46	83	161	14
	1.473	**1.332**	**3.061**	**303**	**6.171**	**2.556**	**62**	**6.286**	**361**	**73**

(1) I crediti riguardano note credito su rapporti di forniture.

(milioni di €)

	31.12.2002				2002					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese collegate										
Blue Stream Pipeline Co BV	50									
Cam Petroli Srl	43							110		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno			4.800							
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	13	20		100	14	12				
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16							66		
Petrolvilla & Bortolotti SpA	7					14		52		
Promgas SpA	23	25			212			227		
Raffineria di Milazzo ScpA	6	6	2			159		58	1	
Saccne Rete Srl	3							39		
Serfactoring SpA		50							1	
Siciliana Gas Vendite SpA	7							28		
Tag GmbH		12				176				3
Tenp GmbH		9				43				
Transitgas AG		7				56				
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 26 milioni di euro)	20	19	5		12	38		21	5	6
	187	**148**	**4.807**	**100**	**238**	**498**		**601**	**7**	**9**
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	15							173		
Gruppo Enel	11	5				31		1.474	138	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	28							63		
	53	**5**				**31**		**1.710**	**138**	
	1.713	**1.485**	**7.642**	**342**	**6.409**	**3.085**	**62**	**8.597**	**506**	**82**

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del Gruppo Cosmi Holding correlato all'Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2002 a circa 9 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Agip Trading Services BV sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei greggi di riferimento;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Atriplex Srl e Italiana Petroli Srl) e collegate (tra cui la principale, è Cam Petroli Srl) e di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui, Agip España SA, Agip Deutschland AG, American Agip Co Inc, Agip Austria Aktiengesellschaft), sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alla prassi prevalente seguita nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali, Italgas Più SpA, Polimeri Europa SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, EniChem SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi; i rapporti verso la Lasmo Overseas Nederland BV e verso la Promgas SpA si riferiscono a operazioni di compravendita di gas all'estero;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas in Italia e servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA e dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; i costi e ricavi verso la Stoccaggi Gas Italia SpA per compravendita di beni sono riferiti a prelievi e restituzioni di gas proveniente dallo stoccaggio strategico;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate e collegate (tra le principali, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Trans Austria Gasleitung GmbH, Transmediterranean Pipeline Co Ltd, Transitgas AG e Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH); i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;

- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi prevalente seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti, nel caso della società consortile, e alle condizioni generalmente applicate ai terzi nel secondo caso;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e trasporto alla clientela di prodotti petroliferi dalla Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl sulla base di tariffe regolamentate per legge attraverso accordi collettivi stipulati tra le associazioni nazionali dei trasporti e l'Unione Petrolifera, oggetto di successiva valutazione di congruità da parte del Ministero dei Trasporti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali, Nigerian Agip Oil Co Ltd, IEOC Production BV, Agip North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti.

L'Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, Sieco SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini, Eni Servizi Amministrativi SpA che svolge attività amministrative nell'interesse dell'Eni SpA e EniData SpA che svolge servizi informatici. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società - così come quelli che l'Eni fornisce alle proprie controllate in ambito amministrativo, finanziario e legale - sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2002			2002	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
Eni Coordination Center SA, Eni International Bank Ltd ed Enifin SpA			6.000		1
Eni International BV			211		
EniChem SpA			130		1
Enifin SpA	2.345	1.918	10	55	181
Snam Rete Gas SpA	27		136		3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			262		
Altre (per rapporti di importo unitario non superiori a 50 milioni di euro)	25		40		4
	2.397	**1.918**	**6.789**	**55**	**190**
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV			826		30
Tag GmbH			517		2
			1.343		**32**
	2.397	**1.918**	**8.132**	**55**	**222**

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA – società posseduta interamente dall'Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo – in forza di una convenzione in base alla quale l'Enifin provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità dell'Eni SpA, nonché alla copertura dei rischi di cambio, di tasso di interesse e di prezzo delle merci attraverso la stipulazione di contratti derivati.

Per l'illustrazione delle principali garanzie e impegni commerciali, diversi e finanziari con parti correlate si rinvia al punto 14) "Garanzie" e 15) "Altri conti d'ordine" della presente nota integrativa.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono state effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, nonché conferimenti di rami d'azienda da/a società controllate e collegate illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA" allegato alla presente nota integrativa (di cui costituisce parte integrante).

I conferimenti sono stati effettuati a società controllate e collegate sulla base dei valori di perizia o, limitatamente ad alcune conferitarie possedute al 100%, sulla base dei valori contabili dei beni. Per l'illustrazione delle operazioni si rinvia al capitolo "Conferimenti di azienda" della Relazione sulla gestione che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

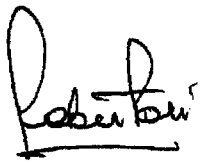
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'assemblea degli azionisti

Signori Azionisti, tenuto conto dei risultati conseguiti, il Consiglio di Amministrazione propone di:
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.880.322.794,37 euro come segue:
  - alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" l'importo di 258.779.273,43 euro;
  - alla "Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993" l'importo di 393.984,53 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  - al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a partire dal 26 giugno 2003, con stacco fissato al 23 giugno 2003. All'intero dividendo compete il credito di imposta ordinario del 56,25%.

Signori Azionisti, siete invitati ad approvare la proposta di:
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.880.322.794,37 euro come segue:
  - alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" l'importo di 258.779.273,43 euro;
  - alla "Riserva art. 13 D.Lgs. 124/1993" l'importo di 393.984,53 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  - al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte.

Siete invitati altresì ad approvare la proposta di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 26 giugno 2003, con stacco fissato al 23 giugno 2003.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

27 marzo 2003

relazione della società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2002. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonchè la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Snam Rete Gas SpA, Eni Portugal Investment SpA, Saipem SpA e Società Italiana per il Gas pA) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda circa il 28 per cento del valore iscritto alla voce "Partecipazioni" ed il 14 per cento del totale dell'attivo, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 19 aprile 2002.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2002 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

4 A titolo di richiamo di informativa, portiamo alla Vostra attenzione che, nel corso dell'esercizio 2002, la società ha proceduto alla fusione per incorporazione delle società controllate Snam SpA, AgipPetroli SpA e Somicem SpA. Gli effetti delle operazioni e le informazioni rilevanti ai fini della comparabilità con i saldi patrimoniali dell'esercizio precedente sono illustrati nella nota integrativa a commento delle singole voci di bilancio.

Roma, 29 aprile 2003

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

deliberazioni dell'assemblea degli azionisti

L'assemblea ordinaria degli azionisti tenutasi il 30 maggio 2003 ha approvato:
- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2002 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 3.880.322.794,37 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 3.880.322.794,37 euro come segue:
  - alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" l'importo di 258.779.273,43 euro;
  - alla "Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993" l'importo di 393.984,53 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  - al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- il pagamento del dividendo a partire dal 26 giugno 2003, con stacco fissato al 23 giugno 2003.

Allegati
2002

PAGINA BIANCA

allegati alla nota integrativa del bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2002

■ Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2002

In conformità a quanto disposto dagli articoli 38 e 39 del D.Lgs. 127/91 e dall'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 2002, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia e estero (in ordine alfabetico). Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicato anche il metodo di consolidamento (integrale o proporzionale) e la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione (patrimonio netto o costo).

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni in società italiane con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2002 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti (1)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate									
Consolidate con il metodo integrale	68	259	327						
Consolidate con il metodo proporzionale (2)	3		3	4	18	22			
	71	**259**	**330**	**4**	**18**	**22**			
Partecipazioni di imprese consolidate (3)									
Valutate con il criterio del patrimonio netto	13	29	42	40	45	85			
Valutate con il criterio del costo	30	51	81	37	46	83	10	23	33
	43	**80**	**123**	**77**	**91**	**168**	**10**	**23**	**33**
Partecipazioni di imprese non consolidate (4)		5	5	1	11	12			
Totale imprese	**114**	**344**	**458**	**82**	**120**	**202**	**10**	**23**	**33**

(1) Riguardano le partecipazioni in società diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(2) Riguardano tre società consortili consolidate con il metodo proporzionale rapportato alla quota dei lavori assegnati all'Eni della costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna.
(3) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il criterio del patrimonio netto o del costo riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:
- totale attivo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

(4) Riguardano le partecipazioni possedute da imprese controllate non consolidate.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Azionisti	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.001.814.026	Ministero dell'economia e delle finanze	30,33		
				Eni SpA	5,16		
				Altri	64,51		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip SpA	San Donato Milanese	EUR	204.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	EUR	6.192.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Reggente SpA	Lucera	EUR	260.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Soci terzi	0,04		
Stoccaggi Gas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50		P.N.
				Eni Intern. BV	0,50		
Agip Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Australia Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	20.000.000	Agip (BBH) Ltd	99,99	100,00	C.I.
				Agip (BB) Ltd	(..)		
Agip Australia 91-13 Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip (BBH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	84.329.100	Agip (BB) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBI) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.200.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip (BB) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	82.733.977,5	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBOH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip (BB) Ltd Agip E. & P. Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Agip Birch Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.001.000	Agip (BBH) Ltd Agip (BB) Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip (BTC) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	700.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)		Co.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Congo SA	Pointe Noire (Congo)	USD	7.000.000	Eni Intern. BV Agip Int. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Elgin/Franklin Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip E. & P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Eni Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	EUR	75.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000.015	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration & Production Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	73.471.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Forties Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Gabon SA	Port Gentil (Gabon)	USD	328.241,19	Eni Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	99,92 0,03 0,01 0,01 0,03	99,97	C.I.
AgipGas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip Guibsen Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Guyana BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	25.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Investments Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.750.050.000	Eni SpA Agip (UK)	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian	100,00		Co.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Malta Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Energy BV	100,00		P.N.
Agip Mauritania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip North Sea Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.700.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	338.955.000	Agip Explor. Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil & Gas Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	187.916.668	Agip Ventures Plc Agip (UK) Agip (UK) Prop.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip Oil US Llc	Wilmington (USA)	USD	150.000.000	Agip Petroleum	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Papalang Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (USA)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Popodi Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad & Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad & Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Eni Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UKCS) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	17.000.100	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00		P.N.
Agip USA Inc	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Ventures Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	278.050.000	Eni Intern. BV Agip Explor.	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Zoca 00-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.148	Agip Azerbaijan	100,00		
American Maritime Transport Inc	Dover (USA)	USD	0,001	Lasmo (AUL) Ltd	100,00		Co.
Blackfriars Oil & Gas Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	10.131.111	Lasmo (ULT) Plc Lasmo Oil Pakistan	99,99 (..)	100,00	C.I.
British-Borneo Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Petr. Inc US	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Oil & Gas (Nederland) BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.153	B. B. Vent. Intern. BV (in liquidazione)	100,00		
British-Borneo Petroleum Inc	Houston (USA)	USD	8.000.000	Agip Oil US Llc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Pipeline Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Market. Inc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Ventures International BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	63.420	Agip (BBOH) Ltd	100,00		Co.
Brupex Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.600.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Hudbay Oil (Indonesia) Ltd (in liquidazione)	Toronto (Canada)	CAD	0,088	Lasmo Oil Devel.	100,00		Co.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Ambalat) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Lasmo America Ltd	Wilmington (USA)	USD	82.000	Lasmo (UHL) Ltd Soci terzi	87,80 12,20	87,80	C.I.
Lasmo (AUL) Ltd	New York (USA)	USD	10.000	Lasmo America	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Bukat) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (DMF) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.440.000	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Exploration (Middle East) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.000.002	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Finance Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Ganal) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90,45	Agip North Africa	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Grand Mag	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Holdings BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90,9	Lasmo (ULX) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Indonesia) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Insurance Ltd	Douglas (Isola di Man)	GBP	1.000.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (International Exploration) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (ULX) Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo International Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Investments Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	180.517	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Iran Oil Co BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Krueng Mane Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Kuwait BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Madura Ltd (in liquidazione)	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00		Co.
Lasmo Malacca Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (Malagot) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (MP) Ltd Sarl (ex Lasmo (MP) Ltd)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Nederland BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	265,5	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo North Sea Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	80.400.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Oil (Algeria) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Lasmo Intern. Neptune Oil Ltd	99,90 0,10	100,00	C.I.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,1	Lasmo Overs. Holding	100,00		Co.
Lasmo Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Lasmo America	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Oil (Malacca Strait) Ltd (in liquidazione)	Toronto (Canada)	CAD	0,875	Lasmo Oil Devel.	100,00		Co.
Lasmo Oil Pakistan Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	90.087	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,99 0,01	100,00	C.I.
Lasmo Overseas Holding Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Overseas Nederland (II) BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Petroleum Co Tunisia (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	0,01	Lasmo Tunisia	100,00		Co.
Lasmo Petroleum Development BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Lasmo Holdings BV Soci terzi	90,00 10,00		Co.
Lasmo Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	337.638.724,25	Agip Investment	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Rapak Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Bermuda (Bermuda)	USD	12.000	Lasmo Overs. Holding	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Securities Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	187.002	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Sesulu Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (TNS) Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	51.926.497,56	Lasmo North Sea Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (TNS) Ltd	Edimburgo (Gran Bretagna)	GBP	196.976.684,01	Lasmo (TTO) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Trading Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Lasmo North Sea	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Trustee Co Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (TTO) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	57.085.385	Lasmo (TNS) Holdings	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Tunisia BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (UFAIL) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	148.905.199	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UHL) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	40.100.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (ULT) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	93.215.492,25	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (ULX) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	200.010.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UOG) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.425.100	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UPET) Inc	Calgary (Canada)	CAD	0,1	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (USA) Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (VEI) Ltd (in liquidazione)	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (ULT) Plc	50,00 50,00		Co.
Lasmo Venezuela BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (WP) Inc	Wilmington (USA)	USD	39.274	Lasmo (Intern. Explor.)	100,00	100,00	C.I.
London & Scottish Marine Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Oil Exploration Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Methodplan Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	52.015.032	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Monument Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	21.250.000	Mon. Hydroc. Hold.	100,00	100,00	C.I.
Monument Exploration & Production Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	570.000	Monument Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.
Monument Hydrocarbon Holdings Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	33.403.604,15	Monument Oil & Gas Nimex Resources	62,14 37,86	100,00	C.I.
Monument (Liverpool Bay) Petroleum Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Mon. Resources Ltd	100,00	100,00	C.I.
Monument Oil & Gas Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	220.711.147,5	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd Lasmo North Sea	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Monument Petroleum Mitre Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	18.880.500	Mon. Hydroc. Hold. Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Monument Resources (Caspian) Ltd Sarl (ex Monument Resources (Caspian) Ltd)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources International Ltd Sarl (ex Monument Resources International Ltd)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	37.106.616	Monument Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources (Taiwan) Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Monument Trustees Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Mon. Resources Ltd	100,00	100,00	C.I.
Mopeco Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Mon. Explor. & Prod.	100,00		Co.
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni Intern. BV Agip Explor.	99,89 0,11	100,00	C.I.
Neptune Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	566.903	Lasmo Plc Lasmo Oil Pakistan	99,99 (..)	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor. Eni Intern. BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Co Ltd Nigerian Agip Explor. Ltd	99,00 1,00		P.N.
Nimex Resources Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.214.491	Monument Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Oil Exploration (Holdings) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.300.000	Lasmo Plc Lasmo Oil Pakistan	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oil Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Mon. Hydroc. Hold.	100,00		Co.
Pennant Insurance Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Lasmo (UHL) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Secab Niugini Pty Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	486.636	Monument E. & P.	100,00	100,00	C.I.
Weddec Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	50.000	Eni SpA Agip (UK)	99,99 (..)		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acquedotto di Savona SpA	Savona	EUR	500.000	Soc. Az. Condotta	100,00	29,48	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	EUR	600.000	Soc. Az. Condotta	100,00	29,48	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	EUR	525.000	Italgas	100,00	43,97	C.I.
C.G.E. Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Milano	EUR	216.720	EniData Italgas Terr. e Impresa	42,86 42,85 14,29		Co.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	78,20 21,48 0,32	55,87	C.I.
Energia Sicilia Srl	Siracusa	EUR	4.648.112	Italgas	100,00	43,97	C.I.
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas Eni SpA Snamprogetti Saipem SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	29,32	C.I.
EniPower Iniziative Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	EniPower SpA	100,00		Co.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	589.697.849,94	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	EUR	1.000.000	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	5.237.916	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000	Fiorentina Gas	100,00	27,64	C.I.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	5.000.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	41,75 9,28 48,97	27,64	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	59,76	C.I.
Greenstream SpA	San Donato Milanese	EUR	500.000	Greenstream BV Agip Tunisia	99,99 (..)	75,00	C.I.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas	100,00	43,97	C.I.
Italgas Più SpA	Torino	EUR	30.080.000	Italgas	100,00	43,97	C.I.
Italgas Rete Srl	Torino	EUR	20.000	Italgas	100,00		Co.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	5.000.000	Napoletana Gas	100,00	55,87	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	49.200.000	Italgas Soci terzi	85,00 15,00	37,37	C.I.
SEF Srl	San Donato Milanese	EUR	164.953	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	EUR	100.000	Napoletana Gas Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Slim Sicilia SpA	Siracusa	EUR	9.804.000	Energia Sicilia Soci terzi	60,00 40,00	26,38	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.000.000	Eni SpA Soci terzi	59,76 40,24	59,76	C.I.
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (#)	Torino	EUR	4.076.261	Italgas Soci terzi	67,05 32,95	29,48	C.I.
Società Funiviaria Alto Tirreno pA	Savona	EUR	5.500.000	Italgas Acq. di Savona	99,90 0,10		Co.
Società Italiana per il Gas pA (#)	Torino	EUR	348.515.106	Eni SpA Sofid Soci terzi	43,71 0,26 56,03	43,97	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Italgas Soci terzi	51,00 49,00	22,42	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana Italgas Soci terzi	51,00 6,84 42,16	20,05	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
Gas Brasiliano Distribuidora SA (ex Gas Brasiliano Distribuidora Ltda)	San Paolo (Brasile)	BRL	292.000.000	Eni Intern. BV Italgas	80,00 20,00	88,79	C.I.
Greenstream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	150.000.000	Agip North Africa Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Italgas Soci terzi	76,00 24,00	33,42	C.I.
Lasmo Overseas Nederland (VII) BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	455.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Samco SA	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmediterranean Eni Intern. BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		Co.
Scogat - Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni Intern. BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Snam International Holding AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	18.500.000	Eni Intern. BV Eni SpA	51,00 49,00		Co.
Snam Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00		Co.
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	40,00 (b) 10,00 50,00	27,59	C.I.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(b) La percentuale di possesso senza arrotondamenti è pari al 40,00001

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Roma	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		Co.
Agip Gas Srl	Roma	EUR	103.200	Reful	100,00		P.N.
Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl	Genova	EUR	1.290.000	Praoil Oleod. Italiani	100,00	100,00	C.I.
Atriplex Srl	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	Reful	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale	EUR	5.160	Reful Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	EUR	26.000	Eni SpA Soc. Petr. Italia	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	88.311	Eni SpA Atriplex Soci terzi	50,00 40,85 9,15		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Reful Soci terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	EUR	10.200	Eni SpA	100,00		Co.
Italiana Petroli Srl	Genova	EUR	39.767.748	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Kerocosmo Petroli SpA	Castelnuovo Magra	EUR	527.000	Atriplex	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Eni SpA Soci terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela Srl	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Reful Srl	Roma	EUR	516.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Re.Gas Srl	Brescia	EUR	5.409.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Seapad Srl	Genova	EUR	12.400.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Agip Austria Aktiengesellschaft	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni Intern. BV Agip Deutschland	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Bratislava Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	161.295.000	Agip Ceska Repu	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceska Republica Sro Clen Koncernu	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Agip Praha AS	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland AG	Monaco (Germania)	EUR	90.000.000	Eni Intern. BV Reful	98,00 2,00	100,00	C.I.
Agip do Brasil SA	San Paolo (Brasile)	BRL	332.496.574,24	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA	Quito (Ecuador)	USD	103.142,08	Eni Intern. BV Esain	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Française SA	Lione (Francia)	EUR	65.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Hungaria Rt	Budapest (Ungheria)	HUF	10.991.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,41 0,59	99,41	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Pannonia Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	2.157.570.000	Agip Hungaria	100,00	99,41	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alges (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España	100,00	100,00	C.I.
Agip Praha AS	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.130.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	238.763.100.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutschland	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	437.179.400	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	20.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (Suisse) SA	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		Co.
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	Eni Intern. BV Soci terzi	72,50 27,50		P.N.
Romania Petrol Distributie Srl (in liquidazione)	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrifiants SA	Lione (Francia)	EUR	8.286.850	Agip Française	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniChem SpA	San Donato Milanese	EUR	405.450.000	Eni SpA Soci terzi	99,99 0,01	99,99	C.I.

IN ITALIA

Ambiente SpA	San Donato Milanese	EUR	36.120.000	EniChem	100,00	99,99	C.I.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	26.021.958,56	EniChem Soci terzi	99,96 0,04		Co.
Consorzio Centro Ricerche Sud (in liquidazione)	San Filippo del Mela	EUR	747.881	EniChem	100,00		Co.
Consorzio Corisa (in liquidazione)	Roma	EUR	144.605	EniChem Soci terzi	80,00 20,00		Co.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Porto Marghera	EUR	1.033.000	EniChem Soci terzi	87,00 13,00		Co.
Ecocarb Srl	Porto Torres	EUR	53.813	EniChem Snamprogetti	81,00 19,00		P.N.
Fosfotec Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329	EniChem	100,00		Co.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	3.600.000	EniChem Polimeri Europa Ambiente Soci terzi	29,50 18,15 2,92 49,43		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	EniChem Soci terzi	52,00 48,00		Co.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	EniChem	100,00	99,99	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	EniChem Soci terzi	58,70 41,30		Co.
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	10.000	EniChem	100,00		P.N.
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	EUR	516.000	Ambiente Soci terzi	60,00 40,00		Co.

ALL'ESTERO

Chemtrade (Proprietary) Ltd (in liquidazione)	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	3.000	EniChem	100,00		Co.
Conserv Inc	Nichols (USA)	USD	60.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	EniChem Soci terzi	99,00 1,00		Co.
EniChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	325.156.213	EniChem	100,00		Co.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	EniChem	100,00		Co.
Rheinische Oelleitungs Gesellschaft mbH	Bregenz (Austria)	EUR	4.215.024,38	Oleodotto Reno	100,00		
Sudpetrol AG Fuer Erdoelwirtschaft	Monaco (Germania)	EUR	7.669.378,22	EniChem	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	10.000	Polimeri Europa EniChem EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	EUR	6.192.000	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polystyrene Manufacturing Co Ltd	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Benelux EniChem Deutschland	77,92 11,04 11,04	100,00	C.I.
EniChem Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	EUR	3.068.100	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
EniChem (Singapore) Pte Ltd (in liquidazione)	Singapore (Singapore)	SGD	1.925.000	Polimeri Europa Pacific	100,00		Co.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	4.537,80	Polimeri Europa UK Ltd	100,00		Co.
Polimeri Europa Americas Inc (ex EniChem Americas Inc)	Delaware (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Benelux SA (ex EniChem Benelux SA)	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Dist.	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution France SAS (ex EniChem France SA)	Grenoble (Francia)	EUR	48.662.040	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SAS (ex EniChem Distribution SA)	Viganello (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomères France SA (ex EniChem Elastomères France SA)	Champagnier (Francia)	EUR	49.607.884	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa France Snc (ex Copenor GIE)	Mardyck (Francia)	EUR	144.718.288	Polimeri Europa Polimeri Europa Distr. Fr	89,33 10,67	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	50.000	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Ibérica SA (ex EniChem Ibérica SA)	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	Polimeri Europa EniChem Deutschland	90,00 10,00		Co.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Pacific Ltd (ex EniChem Pacific Ltd)	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Polska Sp z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Europa UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		Co.
Polimeri Europa UK Ltd (ex EniChem UK Ltd)	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Ingegneria e Servizi

Costruzioni e perforazioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	440.697.000	Eni SpA Sofid Soci terzi	42,93 (a) 0,05 57,02	43,00	C.I.

IN ITALIA

Bos Italia Srl	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	EUR	10.000	Tecnomare SpA Saipem Ener. SpA	50,00 50,00		Co.
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	EUR	51.645,7	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,1	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Savico Scarl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	10.200	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Sonsub SpA	Venezia-Marghera	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.

ALL'ESTERO

Bos Corp. Inc	Houston (USA)	USD	1.000	Saipem SA	100,00		Co.
Bos-Sofresid-Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Sofresid Group Soci terzi	99,94 0,01 0,01 0,04	42,98	C.I.
Bouygues Offshore Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,98 0,02	42,99	C.I.
Bouygues Offshore Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)	43,00	C.I.
Bouygues Offshore Mexicana SA De CV	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)		Co.
Bouygues Offshore Singapore Private Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Bouygues Offshore-UIE Ltd	Glasgow (Gran Bretagna)	GBP	3.300.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Bouygues Offshore Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		Co.
Camom Engineering Services Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,00 1,00	42,57	C.I.
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte S/M. (Germania)	EUR	0,1	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH	Spergau (Germania)	EUR	0,1	Camom Gesellschaft	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	Nangis (Francia)	EUR	915.000	Camom SA Soci terzi	99,98 0,02	42,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni SpA 42,95; Sofid 0,05; Soci terzi 57,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest	S. Vigor d'Ymonville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03	42,99	C.I.
Csmi Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.525	Camom SA Entreprise Nouvelle	99,00 1,00	43,00	C.I.
Delong Corporation	Houston (USA)	USD	21.489.000	Saipem SA	100,00		Co.
Delta Etudes Maintenance Snc	Martigues (Francia)	EUR	7.625	Sofresid Provence Sofresid Conseil	99,80 0,20		Co.
Doris Engineering Canada Ltd	Newfoundland (Canada)	CAD	10.000	Doris Engineering SA	100,00		
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
EMC Netherlands BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	European Marine	100,00	75,06	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
European Marine Contractors Llc	Delaware (USA)	USD	1.000	European Marine	100,00	75,06	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd European Mar. In.	50,00 50,00	75,06	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Gran Bretagna)	USD	20.000.000	Eni Intern. BV Saipem Intern.	90,00 10,00	94,30	C.I.
Global Petroprojects Services AG SA Ltd	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	100.000	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	55,00 45,00	23,65	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid Group	99,99 0,01		Co.
International Maintenance Expertise Sarl	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	7.540	Saipem SA Camom SA	99,14 0,86	43,00	C.I.
Lipardiz Consultadoria Economica e Participações Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00		P.N.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.I.
Offshore Design Engineering Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00	21,50	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	18.988.695	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	Wilmington (USA)	USD	101.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00	30,10	C.I.
Piccadillus Consultadoria Economica e Participações Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00		P.N.
PT Bouygues Offshore Indonesia LI	Jakarta (Indonesia)	IDR	2.176.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,90 0,10	43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	1.250.000	Saipem Intern. Saipem Asia	99,92 0,08	43,00	C.I.
PT Sofresid Indonesia LI	Jakarta (Indonesia)	IDR	3.016.000.000	Sofresid SA Sofresid Conseil	99,90 0,10		Co.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SGPS Saipem SA	50,00 50,00	43,00	C.I.
Saibos do Brasil Lda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.000.000	Saipem Intern. Entreprise Nouvelle	50,00 50,00		P.N.
Saibos Fze	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos Constr.	100,00	43,00	C.I.
Saibos (Services) SAS	Guyancourt (Francia)	EUR	38.125	Saipem Intern. Saipem SA	50,00 50,00	43,00	C.I.
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	6.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	17.661.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Contracting Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	97,00 3,00	41,71	C.I.
Saipem do Brasil Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	570.601	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Saipem Energy International Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Hellas Administration and Management of Ships Single Member Llc	Atene (Grecia)	EUR	3.018.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Inc	Houston (USA)	USD	1.000.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Victoria Isl. - Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.023.094	Saipem SGPS Saibos Constr.	99,99 (..)	43,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,94 (a) 58,06	17,20	C.I.
Saipem Mediterranean Services Llc	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Soci terzi	89,42 10,58	38,45	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,24	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem SA (ex Bouygues Offshore SA)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	25.579.278,96	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. European Mar. Inv.	75,00 25,00	55,83	C.I.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS Soci terzi	86,00 14,00	36,98	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem Intern. 40,00; Soci terzi 60,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra (Inghilterra)	GBP	500.000	Saipem Energy I	100,00		P.N.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.I.
Sb Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	ERS Entreprise Nouvelle	50,00 50,00	43,00	C.I.
Sea Tank Co SA	Parigi (Francia)	EUR	46.800	Doris Engineering SA Soci terzi	99,62 0,38		
Sechaud & Bossuyt Sud Est	Aix en Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,56 0,44		Co.
Services et Equipements Gaziers et Pétroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	42,90	C.I.
Société Civile Immobiliere Le Moulin de Saint Antoine	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	305	Saipem SA Camom SA	95,00 5,00		Co.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv. Equip. Gazi. Camom SA	99,90 0,10	43,00	C.I.
Société de Pose de Pipelines Snc	Nangis (Francia)	EUR	40.000	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	50,75 49,25		Co.
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Sofresid SA Sofresid Group	99,90 0,10	43,00	C.I.
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	42,98	C.I.
Société Robilliart SA	Vallée Colons Noumea (Francia)	EUR	2.681.600	Saipem SA Soci terzi	99,97 0,03		Co.
Sofresid Aquitaine SA	Pau (Francia)	EUR	82.272	Sofresid SA Soci terzi	99,53 0,47	42,80	C.I.
Sofresid Conseil SA	Parigi la Defense (Francia)	EUR	76.250	Sofresid SA Soci terzi	99,88 0,12	42,95	C.I.
Sofresid Group SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	41.957.020	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Sofresid Nord Snc	Dunkerque (Francia)	EUR	76.250	Sofresid SA Sofresid Conseil	99,98 0,02	43,00	C.I.
Sofresid Ouest SA	Lorient (Francia)	EUR	222.453	Sofresid SA Soci terzi	99,96 0,04	42,98	C.I.
Sofresid Provence Snc	Les Milles (Francia)	EUR	274.500	Sofresid SA	100,00	43,00	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	38.325.080	Sofresid Group Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Sonsub A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd (in liquidazione)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	100.000	Saipem Intern.	100,00		Co.
Sonsub Inc	Wilmington (USA)	USD	43.333.335	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Gran Bretagna)	GBP	5.901.028	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Star Gulf Free Zone Co	Dubai (Emirati Arabi)	AED	500.000	Saipem SA Sofresid SA	60,00 40,00	43,00	C.I.
Studeurop SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.220.000	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	43,00	C.I.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Linda a Velha Oeiras (Portogallo)	EUR	200.000	Saipem SA Soci terzi	85,00 15,00	36,55	C.I.
Union Industrielle pour le Cameroun Sarl	Douala (Camerun)	XAF	500.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Ingegneria

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

Aquater SpA	San Donato Milanese	EUR	10.320.000	Snamprogetti Snamprogetti Sud	99,00 1,00	100,00	C.I.
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Aquater Soci terzi	45,06 10,28 44,66	55,34	C.P.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	EUR	20.658	Aquater Ambiente	50,00 50,00		Co.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Aquater Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Aquater Soci terzi	50,41 8,92 40,67	59,33	C.P.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Aquater Soci terzi	43,36 10,21 46,43	53,57	C.P.
Snamprogetti Services SpA	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti Snamprogetti Sud	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.150.000	Snamprogetti Snampr. Management	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Africa Nigeria Ltd (SANL)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snampr. Netherl. Snampr. Management	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,2	Snampr. Netherl.	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti France Sarl	Courbevoie (Francia)	EUR	22.867,5	Snampr. Netherl.	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Gran Bretagna)	GBP	15.000.000	Snampr. Management	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (ex Snamprogetti International SA)	Ginevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	99,99 0,01	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Ryiadh (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Management Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snampr. Management	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Altre attività

Finanziario

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Finanziaria Eni SpA Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,8	Eni SpA Snamprogetti Soci terzi	97,06 2,55 0,39	99,61	C.I.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid Eni SpA Snamprogetti	69,25 26,75 4,00	99,73	C.I.
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	EUR	25.824	Padana Assicur. Sofid Vita	50,00 50,00		Co.
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	2.600.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	EUR	10.200.000	Sofid Sofidsim	99,00 1,00		P.N.

ALL'ESTERO

Eni International BV (ex Agip International BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	621.516.190	Eni SpA Snamprogetti	99,67 0,33	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni Intern. BV Agip Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Inversiones Venimmo CA (in liquidazione)	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Altre società

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.320	EniData Sofid	95,00 5,00		Co.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniData SpA	San Donato Milanese	EUR	16.770.000	Eni SpA EniChem	81,00 19,00	100,00	C.I.
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	EUR	12.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	28.612.000	Eni SpA EniChem Snamprogetti	83,65 10,90 5,45	100,00	C.I.
Eurosolare SpA	Roma	EUR	7.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	EniData	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	516.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	EUR	1.548.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,08	Eni SpA Snamprogetti Saipem SpA EniChem	52,00 16,00 16,00 16,00	90,88	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	EUR	102.684	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti Saipem SpA Soci terzi	45,00 10,00 5,00 40,00	57,15	C.I.
Territorio e Impresa SpA (ex EniSud SpA)	Roma	EUR	28.421.796	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	EniTecnologie Soci terzi	33,34 66,66		P.N.

ALL'ESTERO

Eni International Bank Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni Intern. BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.

ALL'ESTERO

Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	45,00 55,00		Co.
Agip Oil Co Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Agip North Africa Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ashpetco Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
AstPetroEnergy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Energy Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Carson Town Center	Los Angeles (USA)	USD	50.000	Carson Develop.	100,00		
City Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	12.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Closed Joint Stock Co Astran	Astrakhan (Federazione Russa)	RUR	100.000	Agip Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Companhia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Agip Venezuela Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Egyptian International Gas Tecnologies Co	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	50.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Gaz Congo SA	Brazzaville (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Inagip Doo	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Agip Croatia Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip Karachaganak Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating (KPO) BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip Karachaganak Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Kuwait (Kuwait)	KWD	250.000	Lasmo Exploration Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Lukagip NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	86.994.163,8	Agip Explor. Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = *consolidamento integrale*, C.P. = *consolidamento proporzionale*, P.N. = *valutazione al patrimonio netto*, Co. = *valutazione al costo*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Port Said Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras El-Hekma Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep - Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Agip Tunisia Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Agip Tunisia Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Temsah Petroleum Co (Petrotemsah)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc	Houston (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
United Gas Derivatives Co (UGDC)	Il Cairo (Egitto)	USD	42.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		Co.
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		Co.
Virginia Services Ltd Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Virginia Indonesia	100,00		
113857 Canada Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,002	Lasmo Oil Devel. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ages Pisa SpA	Pisa Loc. Ospedaletto	EUR	79.711.401,36	Part. Industr. Soci terzi	46,07 53,93		P.N.
Azienda Energia e Servizi SpA	Torino	EUR	110.500.000	Italgas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA	Arcore	EUR	175.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	S. Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,4	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Eni SpA Siciliana Gas	(..) 99,99		Co.
Termica Milazzo Srl	Sesto S. Giovanni	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
We. Cube. Com SpA	Torino	EUR	666.668	Italgas Soci terzi	29,58 70,42		P.N.

ALL'ESTERO

Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Italgas Soci terzi	31,35 68,65		P.N.
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Italgas Hellas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Italgas Hellas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigaz Rt Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Italgas Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Pebe - Coop Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	12.000.000	Tigaz Rt Soci terzi	20,83 79,17		Co.
Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Italgas Soci terzi	21,87 78,13		Co.
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	EUR	72.672,83	Eni Intern. BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Austria Gasline Finance Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Trans Austria Gasleitung GmbH	100,00		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	EUR	7.669.378	Eni Intern. BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Transitgas AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.

(*) C.I. = *consolidamento integrale*, C.P. = *consolidamento proporzionale*, P.N. = *valutazione al patrimonio netto*, Co. = *valutazione al costo*

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas Srl	Roma	EUR	394.000	Reful Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Cam Petroli Srl	Pero	EUR	8.670.000	Atriplex Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,32	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,6	Eni SpA Soci terzi	33,34 66,66		Co.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio per il Giurista di Impresa Scarl	Genova	EUR	44.880	Italiana Petroli Soci terzi	22,73 77,27		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma Srl	Segrate	EUR	2.600.000	Reful Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	Priolo Gargallo	EUR	31.275.000	Eni SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Finifast Srl	Modena	EUR	600.000	Reful Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Hub Srl	Fiumicino	EUR	1.248.000	Reful Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Italoil Srl	Livorno	EUR	500.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806,16	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	EUR	9.546.000	Eni SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	Reful Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Par Srl	Roma	EUR	312.000	Reful Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Petra SpA	Ravenna	EUR	723.100	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	40,50 59,50		Co.
Raffineria di Milazzo ScpA	Roma	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saccne Rete Srl	Barcellona	EUR	2.200.000	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	Reful Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	Reful Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Aet - Raffineriebeteiligungs-gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutschland Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Afssa SA (in liquidazione)	Atene (Grecia)	EUR	645.186,6	Eni Intern. BV Soci terzi	44,70 55,30		Co.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	25.565	Agip Deutschland Soci terzi	24,80 75,20		P.N.
Betingas Armazenadora SA	Betim (Brasile)	BRL	1.080.000	Agip do Brasil Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Bitumed - Société Méditerranée Bitumes	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	Monaco (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutschland Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carburoil SA	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip (Suisse) Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv. Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutschland Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metalplus Metalurgica Plus SA	Londrina (Brasile)	BRL	4.476.229,34	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	48,93 51,07		P.N.
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757,54	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Procesadora de Metales CA	Cuenca (Ecuador)	USD	14.000	Tecnoesa Soci terzi	31,71 68,29		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Superoctanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Utingas Armazenadora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	11.507.813,69	Agip do Brasil Soci terzi	31,00 69,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai - Guang Dong (Cina)	USD	8.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	34,41 65,59		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Abb Estense Service SpA	Ferrara	EUR	100.000	EniChem Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	EUR	51.645,69	EniChem Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS	Roma	EUR	51.645,7	EniChem Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,7	EniChem Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Du Pont EniChem SpA (in liquidazione)	Assemini	EUR	413.120	EniChem Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Epoxital Srl	Milano	EUR	103.292	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	EUR	4.644.000	EniChem Soci terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
Inca International SpA	Pisticci	EUR	44.706.079,08	EniChem Soci terzi	20,00 80,00		Co.
So.ri.s. SpA - Società di Rigenerazione Sludges	Serravalle Scrivia	EUR	2.840.475	Ambiente Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Tankimica Srl (in liquidazione)	Genova	EUR	75.000	EniChem Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Thetis SpA	Venezia	EUR	6.288.955,65	EniChem Tecnomare SpA Soci terzi	32,08 6,45 61,47		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Marghera	EUR	8.263.310	EniChem Eni SpA Soci terzi	19,69 3,02 77,29		Co.

ALL'ESTERO

Fenol Rio Química Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	21.000.000	EC do Brasil (in liquidazione) Soci terzi	33,34 66,66		
Serdis Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: EniChem 48,00
Soci terzi 52,00

Ingegneria e Servizi

Costruzioni e perforazioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Si (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.771.365	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Société Consortile Rosetti Bouygues Offshore	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	38.100	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Ateliers Ferroviaires d'Artix SA	Artix (Francia)	EUR	80.000	Camom SA Soci terzi	49,48 50,52		Co.
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Offshore Services (Thailand) Ltd	Bangkok (Thailandia)	THB	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
BOS Shelf Ltd Society	Baku City (Azerbaigian)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg	Spergau (Germania)	EUR	0,1	Camom Gesellschaft Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Doris Conpro Plc	Newfoundland (Canada)	CAD	60.000	Doris Engineering SA Soci terzi	49,00 51,00		
Doris Usa Inc	Houston (USA)	USD	500.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00	21,50	C.P.
Drapid Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	7.625	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Dv Offshore Consulting Engineers SA	Saint Cloud (Francia)	EUR	200.000	Doris Engineering SA Soci terzi	24,00 76,00		
Eurig GmbH	Koln (Germania)	EUR	25.000	Camom Gesellschaft Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eurig GmbH & Co Kg	Koln (Germania)	EUR	250.000	Camom SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	7.481.968,46	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras	100,00	21,50	C.P.
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Gaztransport et Technigaz Sas	Trappes (Francia)	EUR	370.288	Soc. Nouv. Technic. Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		P.N.
Geodynamique et Structure	Bagneux (Francia)	EUR	90.000	Doris Engineering SA Soci terzi	29,96 70,04		
Katran-k Ltd Liability Co	Mosca (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Starstroi Ltd	100,00	21,50	C.P.
Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Piccadillus Cons. Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUR	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Oceanide SA	La Seyne sur Mer (Francia)	EUR	118.160	Doris Engineering SA Soci terzi	32,76 67,24		
Petrosupport SAS	Rueil Malmaison (Francia)	EUR	38.120	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Principia Recherche Developpement SA	La Ciotat (Francia)	EUR	0,1	Doris Engineering SA	100,00		
Queiroz Petro SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.511.484	Saipem SpA Soci terzi	33,28 (a) 66,72		Co.
Saifor SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	35.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	49,99 50,01		P.N.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Servicios de Construçiones Caucedo Sarl	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30	21,37	C.P.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Starstroi Ltd Liability Co	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Upstream Constructors International Fzco	Jebel Ali (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Constr. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Z-b Hackberry LNG Llc	Houston - Texas (Stati Uniti)	USD	1	Bos Corp. Inc Soci terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem SpA 24,44
Soci terzi 75,56

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Comest Srl	Roma	EUR	206.581	Aquater Soci terzi	35,00 65,00		Co.
Consorzio Ancedisa (in liquidazione)	Napoli	EUR	26.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura	Roma	EUR	51.645,69	Aquater Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Due	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti Saipem SpA Aquater Soci terzi	35,00 12,00 5,00 48,00		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti Aquater Saipem SpA Soci terzi	43,70 6,40 0,26 49,64	50,21	C.P.
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Palermo	EUR	154.800	Snamprogetti Soci terzi	33,78 66,22		Co.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	EUR	10.329,14	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Tecnoreti (in liquidazione)	Vibo Valentia	EUR	10.329	Snamprog. Sud Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Uma	Napoli	EUR	20.655	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	EUR	12.395	Aquater Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti Soci terzi	51,00 (a) 49,00		P.N.
Sp - Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Subsidenza Ravenna Scarl	Roma	EUR	35.700	Aquater Soci terzi	28,57 71,43		Co.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Soci terzi	25,00 75,00		Co.

ALL'ESTERO

CMS&A Wll	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.
***Fertilizantes Nitrogenados* de Oriente CEC**	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snamprogetti Ma Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Rpco Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Malta (Malta)	EUR	50.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snamprogetti 50,00
Soci terzi 50,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	18.455,53	Snampr. Netherl. Soci terzi	51,00 (a) 49,00		P.N.
Spf - Tkp Omifpro Snc	Parigi La Defense Ce. (Francia)	EUR	50.000	Snampr. France Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSKJ - Us Llc	Wilmington-N. Castle (USA)	USD	1.000	Snampr. USA Inc Soci terzi	25,00 75,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snampr. Netherl. 50,00
Soci terzi 50,00

Altre attività

Finanziario

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Serfactoring SpA	Milano	EUR	5.160.000	Sofid Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

Altre società

IN ITALIA

Albacom SpA	Roma	EUR	416.515.434	Eni SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Terr. e Impresa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Co.M.A.SA. - Consorzio per il Monitoraggio Ambientale in Sardegna (in liquidazione)	Cagliari	EUR	20.124	Insartel Srl (in liquidazione) Soci terzi	33,33 66,67		
Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645	EniData Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio MillenniuM (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	258.228	EniData Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	EniData Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	414.810	EniChem Venezia Tecnologie Aquater Soci terzi	7,11 7,11 6,85 78,93		Co.
Crotone Sviluppo ScpA	Crotone	EUR	650.160	Terr. e Impresa Soci terzi	31,75 68,25		P.N.
Gela Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Gela	EUR	516.000	Terr. e Impresa Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Terr. e Impresa Soci terzi	32,25 67,75		Co.
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Terr. e Impresa Soci terzi	30,00 70,00		P.N.

ALL'ESTERO

Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	105.027.272	Eurosolare Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
Tecninco Engineering Contractors - Ltd Liability Partnership	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Zhejiang Sino - Italian Photovoltaic Co Ltd	Ningbo-Zhejiang (Cina)	CNY	17.430.000	Eurosolare Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Gasdotti Mezzogiorno SGM SpA	Frosinone	EUR	780.000	Soc. Petr. Italiana Soci terzi	16,66 83,34

ALL'ESTERO

Applied Research & Technology Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	919.002	Agip (UK) Soci terzi	19,73 80,27
Discovery Producer Services Llc	Wilmington (USA)	USD	10	B. B. Pipeline Llc Soci terzi	16,67 83,33
New Liberty Residential Co Llc	New Jersey (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	17,50 82,50
Nigeria Lng Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	790.927.000	Agip Intern. (NA) (NV) Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.000	Agip Erdoelgew. Soci terzi	13,04 86,96
Norsea Pipeline Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad)	USD	10.000	Agip Trin. and Tobago Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia per il Risparmio Energetico Srl	Ancona	EUR	261.702	Eni SpA Soci terzi	13,81 86,19
Energy Agency of Livorno Province Srl	Livorno	EUR	52.000	Italgas Soci terzi	11,11 88,89
Insula SpA	Venezia Mestre	EUR	2.064.000	Italgas Soci Terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas Soci terzi	13,29 86,71
Servizio di Informazioni Territoriali Integrate per l'Area Metropolitana SpA	Firenze	EUR	408.000	Fiorentina Gas Soci terzi	12,25 87,75
Società Canavesiana Acque SpA	Torino	EUR	612.000	Soc. Azionaria Condotta Soci terzi	16,00 84,00
So.Tris. - Società Trattamento Rifiuti Speciali SpA	Ravenna	EUR	2.340.000	Ambiente Soci terzi	15,00 85,00

ALL'ESTERO

Lusitaniagas - Companhia de Gas del Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Italgas Soci terzi	10,59 89,41
Medgaz - Societad para el Estudio y la Promocion del Gasoducto Algeria Europa, via España SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	12,00 88,00

Refining & Marketing

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Austrogas Ceh	Quito (Ecuador)	USD	308.534,64	Agip Ecuador SA Soci terzi	14,55 85,45
BFS Berlin Fuelling Services Gbr	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutschland Soci terzi	16,67 83,33
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni Intern. BV Soci terzi	16,33 83,67
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip Française SDCL Soci terzi	16,80 0,01 83,19
Gastrader SA	Ciudad do Ushuaia (Argentina)	ARS	6.000	Eni Intern. BV Soci terzi	16,67 83,33
Gie Groupment Pétrolier de la Côte d'Azur	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip Française Soci terzi	18,00 82,00
Hydranten Betriebs Gesellschaft	Francoforte (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutschland Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni Intern. BV Soci terzi	12,25 87,75
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression	Ginevra (Svizzera)	CHF	420.000	Agip (Suisse) Soci terzi	14,29 85,71
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni Intern. BV Soci terzi	11,98 88,02
TGT Tanklager - Gesellschaft Tegel Gbr	Amburgo (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutschland Soci terzi	12,50 87,50
Turbo Fuel Services Berlin Gbr	Amburgo (Germania)	EUR	843.000	Agip Deutschland Soci terzi	12,50 87,50

Altre attività

Altre società

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	EUR	516.000	Territorio e Impresa Soci terzi	15,00 85,00
Sulcis Iglesiente Sviluppo ScpA	Cagliari	EUR	516.000	Territorio e Impresa Soci terzi	15,00 85,00

ALL'ESTERO

Alrid	Algeri (Algeria)	DZD	4.000.000	Enidata Snamprogetti Soci terzi	9,00 4,00 87,00

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 75)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Agip Bratislava Sro	Bratislava	Refining & Marketing	Acquisizione
Agip Ceska Republica Sro, Clen Koncernu	Praga	Refining & Marketing	Acquisizione
Agip Malta Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Agip Pannonia Kft	Budapest	Refining & Marketing	Acquisizione
Agip Papalang Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Agip Popodi Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro	Ingegneria	Rilevanza
Bos Italia Srl	Milano	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Bos-Sofresid-Algerie SpA	Hassi Messaoud	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Bouygues Offshore Congo SA	Pointe Noire	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Bouygues Offshore Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Bouygues Offshore Singapore Private Ltd	Singapore	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Bouygues Offshore-UIE Ltd	Glasgow	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Camom Engineering Services Co Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Camom SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	Nangis	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest	S. Vigor d'Ymonville	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Csmi Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
EMC Netherlands BV	Rotterdam	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Rilevanza
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Esain SA	Quito	Refining & Marketing	Rilevanza
European Marine Contractors Llc	Delaware	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
European Marine Contractors Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Fiorentina Gas Clienti SA	Firenze	Gas & Power	Rilevanza
Greenstream BV	Amsterdam	Gas & Power	Rilevanza
Greenstream SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
International Maintenance Expertise Sarl	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Italiana Petroli Srl	Genova	Refining & Marketing	Rilevanza
Lasmo Overseas Nederland (VII) BV	Beverwijk	Gas & Power	Rilevanza
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
Marghera Butadiene	San Donato Milanese	Petrolchimica	Acquisizione del controllo
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	Gas & Power	Rilevanza
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	Gas & Power	Costituzione
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	Wilmington	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Petromar Lda	Luanda	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Polimeri Europa France Snc	Mardyck	Petrolchimica	Rilevanza
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus	Petrolchimica	Rilevanza
Polimeri Europa SpA	Brindisi	Petrolchimica	Rilevanza
PT Bouygues Offshore Indonesia Ll	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Kerocosmo Petroli SpA	Castelnuovo Magra	Refining & Marketing	Acquisizione
Raffineria di Gela SpA	Gela	Refining & Marketing	Rilevanza

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Refuel Srl	Roma	Refining & Marketing	Rilevanza
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saibos Fze	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saibos (Services) SAS	Guyancourt	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saipem do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Saipem Hellas Administration and Management of Ships Single Member Llc	Atene	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Saipem Mediterranean Services Llc	Rijeka	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Saipem SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sb Construction and Maritime Services BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
SEF Srl	San Donato Milanese	Gas & Power	Acquisizione
Services et Equipements Gaziers et Pétroliers SA	Donges	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Snamprogetti Services SpA	San Donato Milanese	Ingegneria	Rilevanza
Snamprogetti USA Inc	Dover	Ingegneria	Rilevanza
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Aquitaine SA	Pau	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Conseil SA	Parigi	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Group SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Nord Snc	Dunkerque	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Ouest SA	Lorient	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid Provence Snc	Les Milles	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Star Gulf Free Zone Co	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Studeurop SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Linda a Velha Oeiras	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Union Industrielle pour le Cameroun Sarl	Douala	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 43)

Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires	Exploration & Production	Irrilevanza
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Agip Distribuidora SA	San Paolo	Refining & Marketing	Fusione
Agip (Energy) Australia Pty Ltd	West Perth	Exploration & Production	Estinzione
Agip (Nigeria) Plc	Lagos	Refining & Marketing	Cessione
AgipPetroli SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
AgipPetroli International BV	Amsterdam	Refining & Marketing	Fusione
Agip (Zambia) Ltd	Lusaka	Refining & Marketing	Cessione
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Barnett & Casbarian Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Fusione
British-Borneo Brasil Ltd	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Fusione
British-Borneo Canada Ltd	Calgary	Exploration & Production	Estinzione
British-Borneo Expro Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Estinzione
British-Borneo Oil & Gas Canada Ltd	Calgary	Exploration & Production	Estinzione
British-Borneo Oil & Gas (Nederland) BV	Amsterdam	Exploration & Production	In liquidazione
British-Borneo Oil Ltd	Londra	Exploration & Production	Estinzione
British-Borneo Ventures International BV	Amsterdam	Exploration & Production	In liquidazione

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Brupex Holdings Ltd	Londra	Exploration & Production	Estinzione
EniComunicazione SpA	Roma	Altre attività	Fusione
Eni International Holding BV	Amsterdam	Finanziario	Fusione
Hireswitch Ltd	Londra	Exploration & Production	Estinzione
Lasmo Caracas BV	Beverwijk	Exploration & Production	Fusione
Lasmo Dacion BV	Beverwijk	Exploration & Production	Fusione
Lasmo Kapak Ltd	Londra	Exploration & Production	Estinzione
Lasmo Madura Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Lasmo Oriente BV	Beverwijk	Exploration & Production	Fusione
Lasmo Petroleum Development BV	Beverwijk	Exploration & Production	Irrilevanza
Lasmo Sumatra Ltd	Londra	Exploration & Production	Estinzione
Lasmo (VEI) Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Mixoil SpA	Milano	Refining & Marketing	Fusione
Monument Resources (Overseas) Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Estinzione
Monument Resources (South America) Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Estinzione
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Cessione del controllo
Petro-Marine Engineering Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Fusione
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo	Refining & Marketing	Fusione
S.A. Invest, Spol. Sro	Dunajsk Streda	Refining & Marketing	Fusione
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Singea SpA (in liquidazione)	Roma	Altre attività	Fusione
Snam International BV	Amsterdam	Gas & Power	Fusione
Snam International Holding AG	Zurigo	Gas & Power	Irrilevanza
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	Exploration & Production	Fusione
Sonsub Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Costruzioni e perforazioni	In liquidazione
Trans Austria Gasline Finance Co Ltd	Hamilton	Gas & Power	Irrilevanza

Imprese consolidate con il metodo proporzionale

IMPRESE INCLUSE (N. 11)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Bos Shelf Ltd Society	Baku City	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	Ingegneria	Costituzione
Doris Usa Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Katran-k Llc	Mosca	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Offshore Design Engineering Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Sp-Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	Ingegneria	Costituzione
Spf-Tkp Omifpro Snc	Parigi	Ingegneria	Costituzione
Société Consortile Rosetti Bouygues Offshore	Ravenna	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Starstroi Llc	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Unimar Llc	Houston	Exploration & Production	Costituzione

IMPRESE ESCLUSE (N. 6)

Barber Moss Ship Management AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Saiclo Lussemburgo SA	Lussemburgo	Costruzioni e perforazioni	Cessione
Saiclo Pty Ltd	Perth	Costruzioni e perforazioni	Cessione
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal	Ingegneria	Irrilevanza
Unimar Co	Torrance	Exploration & Production	Estinzione

allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

■ Imprese controllate

Afi Hotels Limited SpA (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 400 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 20% del capitale sociale, e n. 1.600 azioni, pari all'80% del capitale sociale di 1.032.920 euro.
L'Assemblea del 26 marzo 2002 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2001 che chiude con la perdita di 153.212 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di utili portati a nuovo.
L'Assemblea del 25 settembre 2002 ha deliberato la messa in liquidazione della società.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
In data 10 giugno 2002 l'Eni ha acquistato dall'EniComunicazione SpA n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.080.000 euro, per prezzo corrispondente al valore nominale.
L'Assemblea del 30 luglio 2002 ha deliberato l'incorporazione dell'EniComunicazione SpA nell'Agenzia Giornalistica Italia SpA con effetto dalle ore 24,00 del 25 novembre 2002.

Agip SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 28.752 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 3 maggio 2002 l'Eni ha acquistato dalla Società Petrolifera Italiana SpA n. 200 azioni per il corrispettivo di 69 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 399.800 azioni, pari al 99,95% del capitale sociale, a n. 400.000 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale di 204.000 euro.

Agip Deutschland AG - Monaco (Germania)
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 3.000 azioni del valore nominale di 600 euro, pari al 2% del capitale sociale di 90.000.000 di euro.
L'Assemblea del 4 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 4.176.786 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 19 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 1.790.500 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 30 giugno 2002.

Agip Exploration BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 28 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 372.488.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì un aumento di capitale fino a 540.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo azioni.
L'Assemblea del 9 dicembre 2002 ha deliberato un aumento di capitale da 540.000.000 a 575.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo azioni.
L'Eni ha versato la somma di 400.000.000 di dollari USA nell'ottobre 2002 e di 175.000.000 di dollari USA nel dicembre 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 10.000.003 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 50.000.015 euro.

AgipGas Srl (ex Ecolub SpA) - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 20.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 103.200 euro.

L'Assemblea del 27 dicembre 2001 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Ecolub SpA ad AgipGas SpA con effetto dal 1° gennaio 2002.
L'Assemblea del 16 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 4.507 euro e ne ha deliberato l'imputazione a riserva straordinaria.
L'Assemblea del 6 dicembre 2002 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da AgipGas SpA ad AgipGas Srl e il trasferimento della sede sociale da Ceccano a Roma.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione, costituita da una quota di 103.200 euro, è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 200.611 euro, pari al patrimonio netto al 31 dicembre 2001.

Agip Investments Plc - Londra (Gran Bretagna)
L'Assemblea del 13 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 57.628.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Eni, a fronte della delibera dell'Assemblea del 4 aprile 2001 di aumento del capitale sociale fino a 3.000.000.000 di lire sterline, ha versato la somma di 230.000.000 di lire sterline nel marzo 2002 e 120.000.000 di lire sterline nell'aprile 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 2.400.049.000 azioni a n. 2.750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, restando immutata la partecipazione al 99,99999% del capitale sociale di 2.750.050.000 lire sterline.

Agip Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 259.203 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 3 maggio 2002 l'Eni ha acquistato dalla Società Petrolifera Italiana SpA n. 8.000 azioni per il corrispettivo di 3.888 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.
In data 18 dicembre 2002 l'Eni ha versato la somma di 103.291 euro, pari ai residui cinque decimi del capitale sociale sottoscritto in data 16 giugno 2000.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 792.000 azioni, pari al 99% del capitale sociale, a n. 800.000 azioni del valore nominale di 1,03 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Agip Petroleum Co Inc - Dover (USA)
L'Assemblea del 10 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 19.128.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

AgipPetroli SpA - Roma
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 519.973.920 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti, utilizzando parte degli utili portati a nuovo, un dividendo di 452.010.000 euro, pari a 2,47 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.778.914 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2002.
La società è stata incorporata dall'Eni con atto di fusione stipulato il 20 dicembre 2002.

AgipPetroli International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
Con l'incorporazione dell'AgipPetroli SpA, l'Eni ha acquisito n. 8.320.943 azioni di categoria A, pari al 49% delle azioni di tale categoria e n. 2 azioni di categoria B, pari al 100% delle azioni di tale categoria.
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 34.860.499 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 23 settembre 2002 ha deliberato, utilizzando l'utile dell'esercizio e le riserve, di distribuire agli azionisti un dividendo di 289.858.488 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 185.112.609 euro.
In data 15 ottobre 2002 la società è stata incorporata nell'Eni International Holding BV. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 ottobre 2002 con effetto dal 16 ottobre 2002.

Ambiente SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 3.285.975 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 46,94250% del capitale sociale, e n. 1.330.000 azioni pari al 19% del capitale sociale di 36.120.000 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 12.801.739 euro e ne ha deliberato la parziale copertura mediante l'utilizzo degli utili portati a nuovo di 2.550.100 euro, portando a nuovo la perdita residua di 10.251.639 euro.

In data 20 giugno 2002 la partecipazione è stata ceduta all'EniChem SpA per il corrispettivo di 17.697.648 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Arezzo Gas Srl - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 394.000 euro.
In data 21 marzo 2002 l'Eni ha ceduto a terzi una quota pari al 50% del capitale sociale per il corrispettivo di 697 euro, pari al valore di perizia al netto degli investimenti per adeguamento alle nuove norme di sicurezza.
L'Assemblea dell'11 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 5.753 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 194.124 euro, pari al 50% del patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Atriplex Srl - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 2.582.300 euro.
L'Assemblea del 12 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 7.100.762 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva straordinaria per la costruzione dell'impianto di Manfredonia (ex-legge 488/1992) di 1.500.000 euro, il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì, utilizzando parte degli utili portati a nuovo, di distribuire ai soci un dividendo di 20.000.000 di euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2002.
L'Assemblea del 5 dicembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 2.582.300 a 3.637.000 euro mediante corrispondente aumento del valore nominale della quota. L'Eni, in esecuzione del deliberato aumento, ha conferito il ramo d'azienda costituito dalle attività di commercializzazione carburanti e combustibili extra-rete.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 1.290.000 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 91.908 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 4.613.000 euro, pari al patrimonio netto al 30 giugno 2002.

Big Bon Distribuzione SpA - Milano
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 516.460 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.533 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea dell'11 novembre 2002 ha deliberato, utilizzando utili portati a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.100.000 euro, pari a 2,13 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo nel mese di dicembre.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 1.066.000 euro, pari al patrimonio netto al 30 giugno 2002 al netto dei dividendi distribuiti.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo
L'Assemblea del 19 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 1.781.654 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'88,48850% del capitale sociale di 6.192.000 euro.

Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA - Napoli
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 3.308.250 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 21,48214% del capitale sociale di 15.400.000 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 5.192.600 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili di esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.620.000 euro, pari a 0,30 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 992.475 euro.

Consorzio AgipGas Lazio Sud - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 70% del fondo consortile di 5.100 euro.
L'Assemblea del 25 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 111.904 euro e ne ha deliberato la copertura mediante versamento da parte dei consorziati. L'Eni ha versato la somma di propria spettanza di 83.933 euro.
L'Assemblea dell'11 dicembre 2002 ha deliberato lo scioglimento anticipato del consorzio. In data 19 dicembre 2002 il consorzio è stato cancellato dal registro delle imprese.

Consorzio AgipGas Lucania (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 70% del fondo consortile di 25.800 euro.
L'Assemblea del 22 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 1.110 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 22 novembre 2002 ha approvato il bilancio finale di liquidazione, che chiude con un avanzo di 20.319 euro. L'Eni ha incassato la somma di propria spettanza di 14.223 euro. In data 2 dicembre 2002 il consorzio è stato cancellato dal registro delle imprese.

Consorzio AgipGas Sabina - Città Ducale
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 70% del fondo consortile di 5.160 euro.
L'Assemblea del 26 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 137.854 euro e ne ha deliberato la copertura mediante versamento da parte dei consorziati. L'Eni ha versato la somma di propria spettanza di 96.498 euro.
In data 11 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 1 euro.

Consorzio Centro Ricerche Sud (in liquidazione) - San Filippo del Mela
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del fondo consortile di 747.881 euro.
L'Assemblea del 27 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.
In data 17 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta all'EniChem SpA per il corrispettivo di 383.672 euro, pari al patrimonio netto stimato al 30 settembre 2002.

Consorzio Cogenerazione Fornovo - Fornovo di Taro
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 70% del fondo consortile di 26.000 euro.
L'Assemblea del 20 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.

Consorzio Condeco Santapalomba - Pomezia
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 50% del fondo consortile di 79.018 euro.
L'Assemblea del 22 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.

Consorzio Eni Acqua (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 2 quote, pari al 14,99661% ciascuna del fondo consortile di 10.329 euro.
L'Assemblea del 22 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.
L'Assemblea del 20 dicembre 2002 ha approvato il bilancio finale di liquidazione e lo stato di riparto; l'Eni ha versato, in pari data, la somma di propria competenza di 86.572 euro. In data 23 dicembre 2002 il Consorzio è stato cancellato dal registro delle imprese.

Costiero Gas Livorno SpA - Livorno
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 3.380.000 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 65% del capitale sociale di 26.000.000 euro.
L'Assemblea del 9 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.345.476 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti, utilizzando utili portati a nuovo per 54.610 euro, un dividendo di 1.003.600 euro, pari a 0,193 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 652.340 euro.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 19.015.750 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 30 giugno 2002.

Ecofuel SpA - Milano
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.
L'Assemblea del 19 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 54.195.864 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 45.000.000 di euro, pari a 0,45 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 6.324.418 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2002.

Eni Acqua Campania SpA - Napoli
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.
L'Assemblea del 17 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 4.395.627 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.960.000 euro, pari a 0,8 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 94.665 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 403.920 euro.
L'Assemblea dell'11 novembre 2002 ha deliberato, utilizzando utili portati a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 420.750 euro, pari a 0,085 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 42.916 euro.

EniChem SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 3.808.539.221 azioni del valore nominale di 0,18 euro, pari al 29,87090% del capitale sociale di 2.295.000.000 di euro.
L'Assemblea del 26 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 1.485.642.112 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 2.213.029.522 euro mediante l'utilizzo delle riserve e la riduzione del capitale sociale da 2.295.000.000 a 135.150.000 euro, da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 0,18 a 0,0106 euro, portando a nuovo la perdita residua di 710.036 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 135.150.000 a 405.450.000 euro mediante l'emissione di n. 25.500.000.000 di azioni del valore nominale di 0,0106 euro da offrire in opzione agli azionisti in ragione di 2 azioni di nuova emissione ogni azione posseduta.
In data 12 luglio 2002 l'Eni, in esercizio del diritto di opzione di propria spettanza, ha sottoscritto n. 25.494.365.324 azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 252.640.272 euro e ha autorizzato la società a imputare a capitale sociale la somma di 17.600.000 euro versata il 6 marzo 2001 a titolo di versamento in conto capitale.
In data 17 luglio 2002 l'Eni ha sottoscritto n. 4.092.894 azioni rimaste inoptate e ha versato la somma di 43.385 euro.
Nel dicembre 2002 l'Eni ha acquistato da terzi n. 84.010 azioni al prezzo di 0,0106 euro per azione, per il corrispettivo di 891 euro, pari al loro valore nominale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 8.938.643.441 azioni del valore nominale di 0,18 euro, pari al 70,10701% del capitale sociale, a n. 38.245.724.890 azioni del valore nominale di 0,0106 euro, pari al 99,98882% del capitale sociale di 405.450.000 euro.

EniComunicazione SpA - Roma
L'Assemblea del 12 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 4.332.092 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 4.359.712 euro mediante la riduzione del capitale sociale da 10.374.000 a 6.014.380 euro, da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 2,73 a 1,59 euro e l'annullamento di n. 17.428 azioni da 1,59 euro, portando a nuovo la perdita residua di 2 euro.
In data 20 giugno 2002 l'Eni ha ceduto all'Agi - Agenzia Giornalistica Italia SpA l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale di 6.014.380 euro, per il corrispettivo di 3.534.412 euro, pari al patrimonio netto della società al 30 aprile 2002.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 183.275 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

EniData SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 1.657.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 51% del capitale sociale, e n. 487.500 azioni, pari al 15% del capitale sociale di 16.770.000 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 8.254.376 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti,

utilizzando parte degli utili portati a nuovo, un dividendo di 7.735.000 euro, pari a 2,38 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.265.350 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 487.500 azioni, pari al 15% del capitale sociale, a n. 2.632.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'81% del capitale sociale di 16.770.000 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 346.723 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 10.872.983 dollari USA e ha deliberato di portare a nuovo l'utile che residua in 872.983 dollari USA dopo la distribuzione nel 2001 di acconti sui dividendi di 10.000.000 di dollari USA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV (ex Agip International BV) - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 28 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.509.649.000 dollari USA, che residua in 1.359.649.000 dollari USA dopo la distribuzione nel 2001 di un acconto sui dividendi di 150.000.000 di dollari USA, e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di 204.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 1.155.649.000 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo nei mesi di maggio e settembre 2002.
L'Assemblea del 15 ottobre 2002 ha deliberato l'incorporazione della Snam International BV e dell'Eni International Holding BV, nonché l'aumento del capitale di 110.761.765 euro mediante emissione di n. 22.152.353 quote assegnate quanto a n. 21.739.004 all'Eni e quanto a n. 413.349 alla Snamprogetti SpA in concambio delle quote dalle stesse possedute nelle società oggetto di incorporazione. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale in Eni International BV.
L'atto di fusione della Snam International BV è stato stipulato il 15 ottobre 2002; quello dell'Eni International Holding BV il 17 ottobre 2002, entrambi con effetto dal giorno successivo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 102.150.885 quote, pari al 100% del capitale sociale, a n. 123.889.889 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 99,66747% del capitale sociale di 621.516.190 euro.

Eni International Holding BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 5.055.099 quote del valore nominale di 4,54 euro, pari al 5,57586% del capitale sociale di 411.598.084 euro.
L'Assemblea del 7 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 194.271.874 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 194.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 271.874 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 189.225.893 dollari USA.
L'Assemblea dell'11 ottobre 2002 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 721.515.000 dollari USA a valere sugli utili portati a nuovo negli esercizi precedenti per 532.028.000 dollari USA e a valere sull'utile 2002 per 189.487.000 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 703.759.382 dollari USA.
L'Assemblea del 15 ottobre 2002 ha deliberato l'incorporazione dell'AgipPetroli International BV, già posseduta al 51%, nonché l'aumento del capitale di 131.235.805 euro mediante emissione di n. 28.906.565 quote assegnate all'Eni in concambio delle quote dalla stessa possedute nell'AgipPetroli International BV. L'atto di fusione è stato stipulato lo stesso giorno, con effetto dal giorno successivo.
L'Assemblea del 17 ottobre 2002 ha approvato l'incorporazione della società nell'Agip International BV. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 ottobre 2002.

Eni Portugal Investment SpA - Roma
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito, rispettivamente, n. 112.434 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 35% del capitale sociale, e n. 160.620 azioni, pari al 50% del capitale sociale di 321.240.000 euro. La Società ha come suo unico asset la partecipazione del 33,34% del capitale della Galp Energia SGPS SA.
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 61.050.731 euro e ne ha deliberato la copertura, insieme alle perdite di esercizi precedenti di 129.523.984 euro, mediante utilizzo di parte della riserva sovrapprezzo azioni.
In data 27 giugno 2002 sono state acquistate dall'Italgas SpA n. 48.186 azioni, pari al 15% del capitale sociale, per il corrispettivo di 144.566.537 euro, soggetto a conguaglio da commisurarsi in funzione della differenza tra il prezzo di compra-

vendita e quello fissato in sede di collocamento sul mercato della Galp (se effettuato entro due anni dalla data di compravendita).
L'Assemblea del 19 luglio 2002 ha deliberato il trasferimento della sede sociale da San Donato Milanese a Roma.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 321.240 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 321.240.000 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 162.494.250 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 28,60638% del capitale sociale di 289.697.850 euro.
L'Assemblea del 16 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 34.723.507 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite di esercizi precedenti e di distribuire agli azionisti un dividendo di 17.041.050 euro, pari a 0,03 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.938.400 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale da 289.697.850 a 589.697.850 euro mediante emissione di n. 588.235.294 azioni. L'Eni a parziale (4/10) liberazione delle azioni sottoscritte di propria spettanza ha versato la somma di 120.000.000 di euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.400.723 euro.
In data 17 giugno 2002 l'Eni ha acquistato dall'EniChem SpA n. 21.344.250 azioni per il corrispettivo di 12.520.000 euro, pressoché corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 384.196.500 azioni, pari al 67,63606% del capitale sociale, a n. 1.156.270.294 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale di 589.697.850 euro.

Eni Servizi Amministrativi SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 200.000 azioni del valore nominale di 24 euro, pari al 40% del capitale sociale di 12.000.000 di euro.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 22.348 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'imputazione a parziale copertura delle perdite di esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 300.000 azioni, pari al 60% del capitale sociale, a n. 500.000 azioni del valore nominale di 24 euro, pari al 100% del capitale sociale di 12.000.000 di euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 1.560 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 10% del capitale sociale, e n. 3.120 azioni, pari al 20% del capitale sociale di 15.600.000 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 836.001 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 780.000 euro, pari a 50 euro per azione, attribuendo l'utile residuo di 14.201 euro a riserva facoltativa. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 546.000 euro.
L'Assemblea del 16 dicembre 2002 ha deliberato di aumentare il capitale sociale da 15.600.000 a 28.612.000 euro mediante emissione di n. 13.012 azioni del valore nominale di 1.000 euro. L'aumento di capitale, da effettuarsi mediante conferimento di beni, è stato eseguito con atto di conferimento stipulato il 16 dicembre 2002 con esecuzione dal 31 dicembre 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 6.240 azioni, pari al 40% del capitale sociale, a n. 23.932 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari all'83,64322% del capitale sociale di 28.612.000 euro.

Eurosolare SpA - Roma
In data 8 aprile 2002 l'Eni ha acquistato dalla Società Petrolifera Italiana SpA n. 100 azioni del valore nominale di 0,70 euro, pari allo 0,00050% del capitale sociale di 14.000.000 di euro, per il corrispettivo di 73 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 2.221.487 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 20 dicembre 2002 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2002 che chiude con la perdita di 23.042.612 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate al 30 settembre 2002 di 25.335.106 euro mediante utilizzo delle riserve per 3.096.909 euro, l'integrale riduzione del capitale sociale di 14.000.000 di euro, da eseguirsi mediante annullamento di n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 0,70 euro, e il versamento in contanti da parte dei soci della perdita residua di 8.238.197 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 7.000.000 di euro mediante emissione di n. 7.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro. L'Eni ha versato, in pari data, la somma di 8.238.197 euro a copertura della perdita eccedente il patrimonio netto e ha sottoscritto n. 7.000.000 di azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 7.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 19.999.900 azioni del valore nominale di 0,70 euro, pari al 99,99950% del capitale sociale, a n. 7.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.000.000 di euro.

Fiorentina Gas SpA - Firenze
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 463.925 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 9,2785% del capitale sociale di 5.000.000 di euro.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 2.297.015 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di portare a nuovo l'utile residuo di 311.491 euro.

Galatea Srl (in liquidazione) - Stella
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 5.100 euro, pari al 50% del capitale sociale di 10.200 euro.
L'Assemblea del 22 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 940.272 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 19 novembre 2002 l'Eni ha acquistato dalla Cofathec Servizi SpA il 50% del capitale sociale della società per il corrispettivo di 1 euro.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 10.200 euro.

Gas Brasiliano Distribuidora SA - San Paolo (Brasile)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 148.920.000 quote del valore nominale di 1 real brasiliano, pari al 51% del capitale sociale di 292.000.000 di real brasiliani.
Sulla base degli accordi tra la Snam e l'Italgas definiti all'atto della costituzione della società, in data 28 gennaio 2002 l'Eni ha acquistato dall'Italgas SpA n. 84.680.000 quote per il corrispettivo di 47.171.602 euro, pari al 29% del capitale sociale. Il corrispettivo, sempre nel rispetto di tali accordi, è stato determinato sulla base del capitale sottoscritto maggiorato degli interessi maturati dalla data di versamento del capitale da parte di Italgas.
In data 17 aprile 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Snam International BV per il corrispettivo di 122.313.912 euro corrispondente al valore di libro della partecipazione, pari all'80% del capitale sociale di 292.000.000 di real brasiliani.
L'Assemblea del 30 settembre 2002 ha deliberato la trasformazione della società da "Limitada" a "SA".

Hotel Assets Ltd - Londra (Gran Bretagna)
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.
L'Assemblea del 26 marzo 2002 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2001 che chiude con l'utile di 1.834.615 lire sterline e ne ha deliberato l'imputazione a copertura delle perdite di esercizi precedenti.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.
L'Assemblea del 17 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 1.767.197 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Italiana Petroli Srl - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 41.317 euro.
L'Assemblea dell'8 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 18.218 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
Le assemblee del 29 aprile 2002, 19 settembre 2002 e 19 dicembre 2002 hanno deliberato successivi aumenti di capitale, mediante aumenti del valore nominale dell'unica quota rappresentante il capitale sociale, fino a 39.767.748 euro da eseguirsi mediante conferimenti da parte dell'Eni, rispettivamente, del ramo d'azienda "Rete di marchio IP", di 6 e di 4 stazioni di servizio. I conferimenti sono stati effettuati, rispettivamente, il 30 aprile, il 30 settembre e il 27 dicembre 2002.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 39.767.748 euro.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.
L'Assemblea del 18 dicembre 2001 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 200.000 a 240.900.000 euro, mediante emissione di n. 240.700.000 azioni, a fronte del conferimento da parte della Snam del ramo d'azienda "Attività di trasporto GNL" con efficacia dal 1° gennaio 2002.

Il 20 dicembre 2002 l'Eni ha effettuato un versamento in conto capitale di 43.822.000 euro destinato alla ricostituzione, in capo alla conferitaria, della riserva per ammortamenti anticipati, relativa alle navi oggetto di conferimento, iscritta nel patrimonio netto della conferente Snam. L'operazione è stata effettuata al fine di mantenere in capo alla conferitaria il regime di sospensione fiscale relativo alla riserva, tenuto conto che il conferimento è avvenuto in regime di neutralità fiscale.
L'Assemblea del 17 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 18.744 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Omnispedia Service Srl - La Spezia
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 221.560 euro.
L'Assemblea del 22 marzo 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 10.071 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 19 aprile 2002 l'Eni ha ceduto a terzi una quota pari al 70% del capitale sociale per il corrispettivo di 155.092 euro, in linea con la valutazione del perito nominato dal Tribunale di Roma.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 63.447 euro, pari al patrimonio netto al 31 dicembre 2001.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 2.925.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 9,75% del capitale sociale, e n. 2.100.000 azioni, pari al 7% del capitale sociale di 15.600.000 euro.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 9.806.591 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti, utilizzando parte degli utili portati a nuovo, un dividendo di 21.900.000 euro, pari a 0,73 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.852.250 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 3.000.000 di azioni, pari al 10% del capitale sociale, a n. 8.025.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 26,75% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Petrolig Srl - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 72.800 euro, pari al 70% del capitale sociale di 104.000 euro.
L'Assemblea del 10 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 373.681 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 355.865 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 249.106 euro.
In data 19 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 422.800 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 30 giugno 2002.

Petroven Srl - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 106.080 euro, pari al 68% del capitale sociale di 156.000 euro.
L'Assemblea del 10 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.536.468 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare 11.190 euro a copertura delle perdite di esercizi precedenti, di distribuire ai soci un dividendo di 235.456 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 1.258.622 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 160.110 euro.

Polimeri Europa SpA - Brindisi
In data 21 ottobre 2002 l'Eni ha acquistato dall'EniChem SpA n. 1.465.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.465.000.000 di euro, per il corrispettivo di 1.379.000.000 di euro, pari al patrimonio netto della società al 30 giugno 2002 di 614.000.000 di euro incrementato del versamento in conto aumento capitale sociale effettuato in data 21 ottobre 2002 dall'EniChem SpA di 765.000.000 di euro.

Praoil Oleodotti Italiani SpA - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 134.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 69.205.640 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.109.896 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare 245.033 euro a copertura delle perdite di esercizi pre-

cedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 804.000 euro, pari a 6 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 5.368 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2002.
L'Assemblea del 19 dicembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 69.205.640 a 74.189.479 euro con emissione di n. 9.650 azioni del valore nominale di 516,46 euro. L'Eni, a totale liberazione delle azioni sottoscritte, ha versato la somma di 4.983.839 euro.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 143.650 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 74.189.479 euro.

Raffineria di Gela Srl - Gela
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 50.000 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 3.199 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 7 ottobre 2002 ha deliberato il trasferimento della sede legale da Roma a Gela e la modifica della denominazione sociale in Raffineria di Gela Srl.
L'Assemblea del 3 dicembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 50.000 a 92.304.660 euro, mediante aumento del valore nominale dell'unica quota rappresentante il capitale sociale, da eseguirsi mediante conferimento da parte dell'Eni del ramo d'azienda "Sito industriale di Gela" effettuato il 31 dicembre 2002.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Reful Srl - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 100% del capitale sociale di 516.000 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 62.122 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 4 dicembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 516.000 a 15.480.000 euro, mediante aumento del valore nominale dell'unica quota rappresentante il capitale sociale, e il trasferimento della sede sociale da Genova a Roma. A fronte dell'aumento del capitale, l'Eni ha versato la somma di 14.964.000 euro.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro.

Re.Gas Srl - Brescia
In data 25 ottobre 2002 è stata costituita la società Re.Gas Srl con un capitale sociale di 12.000 euro rappresentato da una quota di pari valore nominale.
L'Assemblea del 18 dicembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 12.000 a 5.409.000 euro, mediante aumento del valore nominale dell'unica quota rappresentante il capitale sociale, da eseguirsi mediante conferimento da parte dell'Eni del ramo d'azienda "Rete gas e metano" effettuato il 18 dicembre 2002.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da una quota, pari al 100% del capitale sociale di 5.409.000 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 131.258.793 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 29,82775% del capitale sociale di 440.056.032 euro rappresentato da azioni ordinarie.
L'Assemblea del 15 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 59.310.441 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile, di distribuire agli azionisti un dividendo unitario di 0,127 euro alle azioni ordinarie e di 0,157 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 55.944.124 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 228.719 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 24.029.279 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 57.948.126 azioni ordinarie, pari al 13,16293% del capitale sociale, a n. 189.206.919 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro pari al 42,95445% del capitale sociale di 440.482.732 euro rappresentato da azioni ordinarie.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 100.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 516.000 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 335.952 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 324.000 euro, pari a 3,24 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 333 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2002.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 36.865 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Servizi Turistici Grantour SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 400.000 azioni del valore nominale di 3,87 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.548.000 euro.
L'Assemblea del 17 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 2.300.614 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.184.000 euro, pari a 5,46 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.584 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2002.

Sieco SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 520.443 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 20% del capitale sociale, e n. 416.354 azioni, pari al 16% del capitale sociale di 13.427.419 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.678.272 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.301.106 euro, pari a 0,50 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 676.575 euro nel mese di maggio 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 416.354 azioni, pari al 15,99999% del capitale sociale, a n. 1.353.151 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 52% del capitale sociale di 13.427.419 euro.

Singea SpA (in liquidazione) - Roma
L'Assemblea del 12 aprile 2002 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 19.829.847 euro e ha deliberato la copertura della perdita eccedente il patrimonio netto di 19.348.766 euro mediante versamento in contanti da parte dei soci. In pari data l'Eni ha versato la somma di 19.348.766 euro.
In data 22 aprile 2002 l'Eni ha ceduto all'EniChem SpA l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 10.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 51.600.000 euro, per il corrispettivo simbolico di 500 euro.

Snam SpA - San Donato Milanese
La società è stata incorporata dall'Eni con atto di fusione stipulato il 30 gennaio 2002.

Snam International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 10.310.000 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 103.100.000 euro.
L'Assemblea del 23 gennaio 2002 ha deliberato l'aumento del capitale di 206.010.000 euro da attribuire alla riserva sovrapprezzo azioni; l'Eni ha effettuato i versamenti in data 8 luglio 2002 per 83.710.000 euro e in data 19 luglio 2002 per 122.300.000 euro.
L'Assemblea del 29 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 14.415.074 euro e ne ha deliberato la parziale copertura mediante utilizzo di utili portati a nuovo di 9.286.640 euro.
L'Assemblea del 15 ottobre 2002 ha approvato l'incorporazione della società nell'Agip International BV. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 ottobre 2002 con effetto dal 16 ottobre 2002.

Snam International Holding AG - Zurigo (Svizzera)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 9.065 azioni del valore nominale di 1.000 franchi svizzeri, pari al 49% del capitale sociale di 18.500.000 franchi svizzeri.
L'Assemblea del 4 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 12.628.814 franchi svizzeri e ha deliberato, utilizzando parte degli utili portati a nuovo e della riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.765.000 franchi svizzeri, pari a 690 franchi svizzeri per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.254.850 franchi svizzeri.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam SpA, l'Eni ha acquisito n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 20% del capitale sociale di 103.200.000 euro.
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 18.764.660 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 11.200.000 euro, pari a 0,56

euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 6.626.427 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 16.000.000 di azioni, pari all'80% del capitale sociale, a n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 103.200.000 euro.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 1.168.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 59,76471% del capitale sociale di 1.955.000.000 di euro.
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 5.435.789 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire a riserve 424.954 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 4.739.045 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì di riclassificare dalla riserva da sovrapprezzo azioni alla riserva legale l'importo di 390.728.210 euro, affinché quest'ultima raggiunga il 20% del capitale sociale, e di utilizzare parte della riserva da sovrapprezzo azioni per distribuire agli azionisti un dividendo di 183.007.550 euro, pari a 0,09361 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 109.373.924 euro.

Società Italiana per il Gas pA - Torino
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 142.538.826 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 40,90184% del capitale sociale di 348.490.006 euro.
L'Assemblea del 30 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 73.675.471 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti, utilizzando gli utili portati a nuovo e parte della riserva sovrapprezzo azioni, un dividendo di 62.732.377 euro, pari a 0,18 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 25.656.989 euro.
Nei mesi di settembre, ottobre e novembre 2002, l'Eni ha acquistato sul Mercato Telematico Azionario n. 9.804.306 azioni, pari al 2,81337% del capitale sociale, per il corrispettivo di 98.127.567 euro (10,01 euro per azione).
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 152.343.132 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 43,71206% del capitale sociale di 348.515.106 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 16.758.043 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.562.880 euro, pari a 0,172 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.471 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.558.373 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 28.090.176 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 17,07659% del capitale sociale, e n. 4.192.944 azioni, pari al 2,54898% del capitale sociale di 85.537.499 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 23.794.687 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 22.535.841 euro, pari a 0,137 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 69.112 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 21.873.963 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 127.380.844 azioni, pari al 77,43743% del capitale sociale, a n. 159.663.964 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 97,063% del capitale sociale di 85.537.499 euro.

Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA - Ragusa
L'Assemblea del 28 gennaio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 25.613 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La società è stata incorporata dall'Eni con atto di fusione stipulato il 30 gennaio 2002.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito la partecipazione n. 1.100.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,72271% del capitale sociale di 152.205.500 euro.
L'Assemblea del 27 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 ottobre 2001 che chiude con la perdita di 93.185 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 151.105.500 azioni, pari al 99,27729% del capitale sociale, a n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Tecnomare SpA - Venezia
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 952.756 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 180.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 45% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

Territorio e Impresa SpA (ex EniSud SpA) - Roma
A seguito dell'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito rispettivamente n. 826.215 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 15% del capitale sociale, e n. 826.215 azioni, pari al 15% del capitale sociale di 28.421.796 euro.
L'Assemblea del 15 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 2.250.812 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale in Territorio e Impresa SpA.
In data 10 dicembre 2002 l'Eni ha acquistato n. 275.405 azioni dalla Saipem SpA, n. 275.405 azioni dall'EniChem SpA e n. 275.405 azioni dalla Snamprogetti SpA della Territorio e Impresa SpA per il corrispettivo di 3.308.850 euro, pari alla quota del patrimonio netto sottostante della situazione patrimoniale al 30 giugno 2002.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 3.029.455 azioni, pari al 55% del capitale sociale, a n. 5.508.100 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 28.421.796 euro.

Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag - Hajduszoboszlo (Ungheria)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 1.700.000 di azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 10% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 4.912.639.080 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.896.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 288 fiorini ungheresi per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 16.639.080 fiorini ungheresi. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza corrispondente a 1.996.330 euro.

Trans Austria Gasline Finance Co Ltd - Hamilton (Bermuda)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 9.143 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 91,43% del capitale sociale.
In data 3 gennaio 2002 Eni ha ceduto la partecipazione alla Trans Austria Gasleitung GmbH per il corrispettivo di 21.173.100 scellini austriaci, pari al patrimonio netto sottostante al 31 ottobre 2001.

Transmediterranean Pipeline Co Ltd - St. Helier (Jersey)
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.
L'Assemblea del 22 agosto 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 41.456.691 dollari USA e ha deliberato, utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 50.519.000 dollari USA, pari a 49 dollari USA per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 25.259.500 dollari USA.

Trans Tunisian Pipeline Co Ltd - St. Helier (Jersey); sede amministrativa - San Donato Milanese
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 dollari USA.
L'Assemblea del 27 agosto 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.
L'Assemblea del 30 agosto 2002 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro attribuendo la differenza di conversione di 18.648 euro a una specifica riserva.
Dal 1° settembre 2002 la sede amministrativa della società è stata trasferita in Italia.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

Weddec Plc - Londra (Gran Bretagna)
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,998% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

■ Imprese collegate

Albacom SpA - Roma
L'Assemblea del 3 luglio 2002 ha approvato il bilancio al 31 marzo 2002 che chiude con la perdita di 144.174.754 euro che residua in 50.747.376 euro dopo la copertura della perdita di 93.311.367 euro deliberata dall'Assemblea del 20 dicembre 2001 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 ottobre 2001. L'Assemblea ha deliberato altresì di aumentare il capitale sociale da 342.280.241 a 467.262.810 euro mediante emissione di n. 124.982.569 azioni del valore nominale di 1 euro. L'aumento è avvenuto mediante conversione in capitale dei finanziamenti non fruttiferi di interesse erogati nel 2002 dai soci di 124.982.569 euro. All'Eni sono state assegnate n. 43.743.899 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha deliberato inoltre di coprire la perdita residua di 50.747.376 euro mediante riduzione del capitale sociale da 467.262.810 a 416.515.434 euro da eseguirsi mediante annullamento di n. 50.747.376 azioni da 1 euro, di cui n. 17.761.582 dell'Eni.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è variata da n. 119.798.059 azioni a n. 145.780.376 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 34,99999% del capitale sociale di 416.515.434 euro.

CE.P.I.M. Centro Padano Interscambio Merci SpA - Fontevivo
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 19.338.416 azioni del valore nominale di 0,12 euro, pari al 34,93354% del capitale sociale di 6.642.928 euro.
L'Assemblea del 14 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 905.474 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva straordinaria.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 5.698.820 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Colisa SpA (in liquidazione) - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 7.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 35% del capitale sociale di 103.200 euro.
Il bilancio finale di liquidazione al 31 dicembre 2001 chiude con un avanzo di 17.463 euro. L'Eni ha incassato l'importo di sua spettanza 6.112 euro. Nel maggio 2002 la società è stata cancellata dal registro delle imprese.

Consorzio Gas Scanno - Giulianova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 33,33334% del fondo consortile di 10.846 euro.
L'Assemblea del 27 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.

Consorzio Operatori GPL di Napoli - Napoli
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 25% del fondo consortile di 102.000 euro.
L'Assemblea del 15 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 2.525 euro e ne ha deliberato la copertura mediante versamento da parte dei consorziati. L'Eni ha versato la quota di propria spettanza di 631 euro.

Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione) - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 32% del fondo consortile di 1.549.371 euro.
Il Consiglio direttivo del 13 marzo 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.
In data 17 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta all'EniChem SpA per il corrispettivo di 266.209 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 26 febbraio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 475.239 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 5.500 quote, pari al 50% del capitale sociale di 5.680.950 euro.

Depositi Costieri Trieste SpA - Trieste
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.500.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 50% del capitale sociale di 1.560.000 euro.

L'Assemblea del 15 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 64.089 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'imputazione a parziale copertura delle perdite di esercizi precedenti.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 686.734 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Disma Srl - Segrate
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 650.000 euro, pari al 25% del capitale sociale di 2.600.000 euro.
L'Assemblea del 9 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.148.391 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 1.090.971 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 272.743 euro.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 697.015 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001 al netto dei dividendi distribuiti.

ERG Raffinerie Mediterranee Srl - Priolo Gargallo
In data 20 maggio 2002 è stata costituita la società Erg Raffinerie Mediterranee Srl con un capitale sociale di 18.000 euro (100% Erg SpA) rappresentato da n. 2.000 quote del valore nominale di 9 euro.
L'Assemblea del 23 settembre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 18.000 a 31.275.000 euro da eseguirsi mediante conferimenti di rami d'azienda da parte dell'Eni e della Erg. Il conferimento Eni, effettuato in data 26 settembre 2002, è rappresentato dal ramo d'azienda "Raffineria di Priolo" del valore netto di 100.000.000 di euro, di cui 8.757.000 euro in conto capitale e 91.243.000 euro in conto sovrapprezzo azioni; il conferimento da parte Erg è rappresentato dal ramo d'azienda "Raffineria Erg" nei comuni di Priolo Gargallo, Melilli e Siracusa.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2002 è costituita da n. 973.000 quote del valore nominale di 9 euro, pari al 28% del capitale sociale di 31.275.000 euro.

Finifast Srl - Modena
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 30.000 euro, pari al 50% del capitale sociale di 600.000 euro.
L'Assemblea del 7 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 780.592 euro e la sua copertura da parte dei soci; l'Eni ha versato la somma di propria competenza di 390.296 euro.
L'Assemblea del 19 novembre 2002 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2002 che chiude con la perdita di 1.307.062 euro e ne ha deliberato la copertura mediante versamento da parte dei soci. L'Eni ha versato la somma di propria competenza di 653.531 euro.
In data 11 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 531.500 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 30 settembre 2002.

Gruppo Distribuzione Petroli Srl - Pieve di Soligo
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 132.300 quote del valore nominale di 0,52 euro, pari al 49% del capitale sociale di 140.400 euro.
L'Assemblea del 30 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.007.059 euro e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di 1.007.000 euro e di attribuire alla riserva straordinaria l'utile residuo di 59 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 493.365 euro.

Hub Srl - Fiumicino
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 416.000 euro, pari al 33,33333% del capitale sociale di 1.248.000 euro.
L'Assemblea del 31 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 509.919 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire 440.232 euro alla riserva per imposte anticipate portando a nuovo l'utile residuo di 44.192 euro. L'assemblea ha deliberato altresì, utilizzando gli utili portati a nuovo, di distribuire ai soci un dividendo di 61.975 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 20.658 euro.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 657.918 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001 al netto dei dividendi distribuiti.

Italoil Srl - Livorno
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 1.291.142 euro, pari al 50% del capitale sociale di 2.582.284 euro.

L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 19.054 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire ai soci un dividendo di 18.101 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.051 euro.
L'Assemblea del 19 dicembre 2002 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 novembre 2002 che chiude con la perdita di 7.009.982 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo di riserve di 62.039 euro, la riduzione integrale del capitale sociale e il versamento da parte dei soci della perdita eccedente di 4.365.659 euro. L'Eni ha versato la somma di propria competenza di 2.182.829 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 500.000 euro. L'Eni ha versato la somma di propria competenza di 250.000 euro.
In data 19 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 250.000 euro, pari al valore nominale della quota.

Jacorossi SpA (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 389.613 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 50% del capitale sociale di 4.020.806 euro.
L'Assemblea del 14 novembre 2002 ha approvato il bilancio al 30 giugno 2002 che chiude con l'utile di 9.919.394 euro e ne ha deliberato l'imputazione a copertura delle perdite di esercizi precedenti per 9.419.394 euro e a riserva straordinaria per 500.000 euro.

Mariconsult SpA - Milano
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.
L'Assemblea del 20 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 15.406 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

Nuova Scaini SpA (in liquidazione) - Villacidro
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 370.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 20% del capitale sociale di 9.546.000 euro.
Il bilancio al 31 dicembre 2001 chiude con la perdita di 1.697.967 euro. L'Assemblea dell'8 aprile 2002 convocata per l'approvazione dei bilanci degli esercizi 1999, 2000 e 2001 è andata deserta.

Par Srl - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito una quota del valore nominale di 104.000 euro, pari al 33,33334% del capitale sociale di 312.000 euro.
L'Assemblea del 18 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 27.068 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare 5.502 euro alla riserva per imposte anticipate, portando a nuovo l'utile residuo di 20.212 euro.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 192.626 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Petra SpA - Ravenna
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.
L'Assemblea del 14 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 983.319 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 983.000 euro, pari a 491,5 euro per azione, attribuendo alla riserva disponibile l'utile residuo di 319 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 491.500 euro.
L'Assemblea del 1° ottobre 2002 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 103.300 a 723.100 euro, mediante emissione di n. 12.000 azioni gravate da un sovrapprezzo di 1.109,78 euro, a fronte del conferimento del ramo d'azienda "Deposito costiero di San Vitale - Ravenna". Successivamente l'Eni ha venduto a terzi n. 6.000 azioni per il corrispettivo di 6.968.584 euro, pari al 50% del valore del conferimento.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA per il corrispettivo di 7.972.423 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001 al netto dei dividendi distribuiti e aumentato del conferimento effettuato.

Petrolvilla & Bortolotti SpA - Villa Lagarina
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 858.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 33,33333% del capitale sociale di 2.574.000 euro.

L'Assemblea del 7 novembre 2002 ha approvato il bilancio al 30 giugno 2002 che chiude con l'utile di 546.395 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva straordinaria.
In data 11 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta a terzi per il corrispettivo di 2.325.000 euro, pari al valore di libro.

Promgas SpA - Milano
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 1.452.031 euro e ha deliberato, utilizzando parte degli utili portati a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.500.000 euro, pari a 150 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 750.000 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude in pareggio.
Nel settembre 2002 l'Eni ha versato la somma di 20.658.276 euro in conto aumento capitale sociale a fronte del progetto "Sulphur Project" (L. 488/1992 progetto 14942/11 D.M. 99306 del 9 aprile 2001). Il versamento è vincolato per tutta la durata del progetto.

Routex BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 30 azioni del valore nominale di 453,78 euro, pari al 20% del capitale sociale di 68.067 euro.

Saccne Rete Srl - Barcellona
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.078.000 quote del valore nominale di 1 euro, pari al 49% del capitale sociale di 2.200.000 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 686.083 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per ammortamenti anticipati, di distribuire ai soci, utilizzando la riserva di rivalutazione legge n. 413/1991 e gli utili portati a nuovo, un dividendo di 485.402 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 237.847 euro.

Seastok SpA - Trieste
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 264.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 33% del capitale sociale di 4.128.000 euro.
L'Assemblea del 30 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 461.279 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 12 luglio 2002 ha deliberato di coprire la perdita cumulata al 15 maggio 2002 di 2.381.539 euro (di cui 2.094.579 euro al 31 dicembre 2001) mediante utilizzo delle riserve di 557.539 euro e mediante riduzione del capitale sociale da 4.128.000 a 2.304.000 euro con riduzione del valore nominale delle azioni da 5,16 a 2,88 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 2.304.000 a 6.206.400 euro da eseguirsi entro il 31 dicembre 2003.
In data 9 dicembre 2002 l'Eni ha sottoscritto n. 447.150 azioni, pari al 33% del deliberato aumento di capitale. L'Eni, con valuta 13 dicembre 2002, ha versato la somma di 594.000 euro liberando n. 206.250 azioni del valore nominale di 2,88 euro.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl per il corrispettivo di 1.359.379 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 15 maggio 2002 comprensivo del versamento in conto capitale di 594.000 euro effettuato dall'Eni il 13 dicembre 2002.

Seram SpA - Fiumicino
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro, pari al 25% del capitale sociale di 312.000 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 27.482 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva straordinaria.

Siciliana Gas SpA - Palermo
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 338.118 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 34.927.589 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 633.907 euro e ne ha deliberato la copertura insieme alla residua perdita di esercizi precedenti di 460.001 euro, mediante utilizzo della

riserva facoltativa di 139 euro e, per la perdita residua, mediante utilizzo di parte della riserva contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/1986.

Siciliana Gas Vendite SpA - Palermo
A seguito dell'incorporazione della Snam, l'Eni ha acquisito n. 1 azione del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0002% del capitale sociale di 5.100.000 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con la perdita di 25.883 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

S.I.GE.A. Sistema integrato Genova Arquata SpA - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 70 azioni del valore nominale di 515 euro, pari al 35% del capitale sociale di 103.000 euro.
L'Assemblea del 22 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 243.848 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
In data 16 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA, per il corrispettivo di 6.656.685 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Tankimica Srl (in liquidazione) - Genova
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 960 quote del valore nominale di 25 euro, pari al 32% del capitale sociale di 75.000 euro.
L'Assemblea del 10 gennaio 2002 ha deliberato la messa in liquidazione della società.
L'Assemblea del 24 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 15.146 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 17 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta all'EniChem SpA, per il corrispettivo di 27.166 euro, pari alla stima del patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2002.

Thetis SpA - Venezia
L'Assemblea dell'8 maggio 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 22.391 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva facoltativa.
In data 12 dicembre 2002 la partecipazione posseduta, costituita da n. 32.202 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 26,44689% del capitale sociale di 6.288.956 euro, è stata ceduta all'EniChem SpA per il corrispettivo di 1.690.058 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Viscolube SpA - Pieve di Fissiraga
A seguito dell'incorporazione dell'AgipPetroli, l'Eni ha acquisito n. 1.000.000 di azioni del valore nominale di 3,40 euro, pari al 33,33333% del capitale sociale di 10.200.000 euro.
L'Assemblea del 9 aprile 2002 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2001 che chiude con l'utile di 2.218.401 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 780.000 euro, pari a 0,26 euro per azione, e di attribuire alla riserva straordinaria l'utile residuo di 45.333 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 260.000 euro.
In data 9 dicembre 2002 la partecipazione è stata ceduta alla Reful Srl, per il corrispettivo di 7.947.488 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001 al netto dei dividendi distribuiti.

ENI S.pA.

ESERCIZIO 2003

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

Area di consolidamento 2003

Impresa Consolidante Eni SpA

Azionisti: Ministero dell'economia e delle finanze 20,32%
Cassa depositi e prestiti 10,00%
Eni SpA 5,76%
Altri Soci 63,92%

Exploration & Production

ITALIA

- Società Petrolifera Italiana SpA 99,96
- Stargas Italia SpA 99,96
- Stoccaggi Gas Italia SpA 100,00

ESTERO

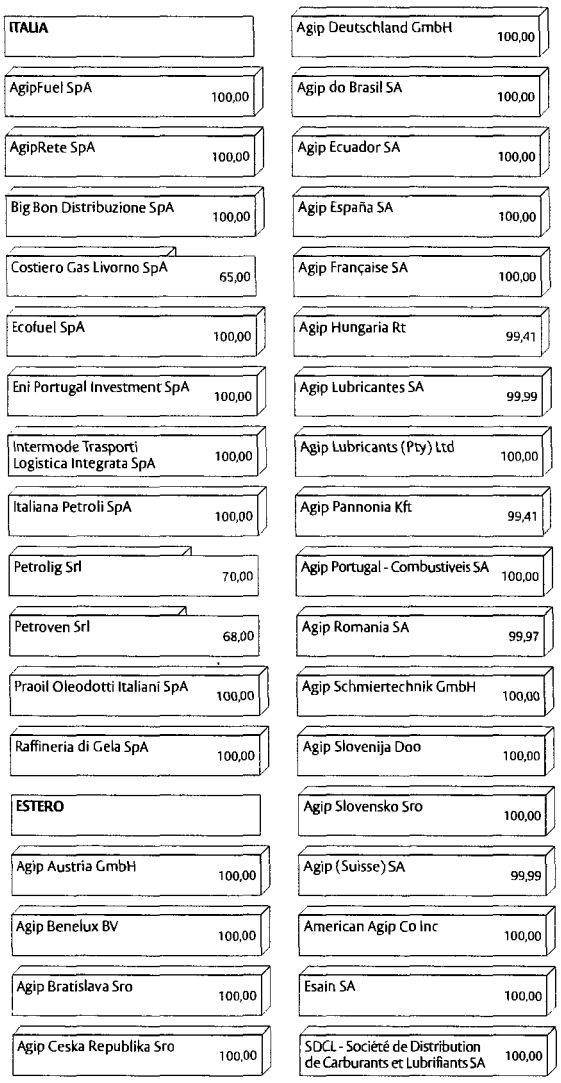
- Agip Caspian Sea BV 100,00
- Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd 100,00
- Agip Karachaganak BV 100,00
- Agip Mauritania BV 100,00
- Agip Oil Ecuador BV 100,00
- Eni A E P Ltd 100,00
- Eni Algeria Exploration BV 100,00
- Eni Algeria Ltd Sàrl 100,00
- Eni Algeria Production BV 100,00
- Eni Ambalat Ltd 100,00
- Eni America Ltd 100,00
- Eni Angola Exploration BV 100,00
- Eni Angola Production BV 100,00
- Eni ANS Ltd 100,00
- Eni AOG Ltd 100,00
- Eni AUL Ltd 100,00
- Eni Australia BV 100,00
- Eni Australia Ltd 100,00
- Eni BBH Ltd 100,00
- Eni BBI Ltd 100,00
- Eni BB Ltd 100,00
- Eni BBOH Ltd 100,00
- Eni BB Petroleum Inc 100,00
- Eni BB Pipeline Llc 100,00
- Eni Birch Ltd 100,00
- Eni Brupex Ltd 100,00
- Eni Bukat Ltd 100,00
- Eni China BV 100,00
- Eni Congo SA 100,00
- Eni Croatia BV 100,00
- Eni Dación BV 100,00
- Eni Deepwater Llc 100,00
- Eni Denmark BV 100,00
- Eni DMF Ltd 100,00
- Eni Elgin/Franklin Ltd 100,00
- Eni Energy BV 100,00
- Eni Energy Ltd 100,00
- Eni Exploration BV 100,00
- Eni Finance Inc 100,00
- Eni Forties Ltd 100,00
- Eni Gabon SA 99,97
- Eni Ganal Ltd 100,00
- Eni Grand Maghreb BV 100,00
- Eni Guibsen Exploration BV 100,00
- Eni Indonesia Ltd 100,00
- Eni International Exploration Ltd 100,00
- Eni International Ltd 100,00
- Eni International NA NV Sàrl 100,00
- Eni Investments Plc 100,00
- Eni Iran BV 100,00
- Eni Ireland BV 100,00
- Eni Jpda 03-13 Ltd 100,00
- Eni Krueng Mane Ltd 100,00
- Eni Lasmo Plc 100,00
- Eni Linv Ltd 100,00
- Eni Liverpool Bay Ltd 100,00
- Eni LNS Ltd 100,00
- Eni Malacca Ltd 100,00
- Eni Malagot Ltd 100,00
- Eni Marketing Inc 100,00
- Eni Mep Ltd 100,00
- Eni Methodplan Ltd 100,00
- Eni MHH Ltd 100,00
- Eni Middle East Ltd 100,00
- Eni Mitre Ltd 99,99
- Eni MOG Ltd 100,00
- Eni Morocco BV 100,00
- Eni Muara Bakau BV 100,00
- Eni Nederland BV 100,00
- Eni Neptune Ltd 100,00
- Eni Nimex Ltd 100,00
- Eni Norge AS 100,00
- Eni North Africa BV 100,00
- Eni Oil Algeria Ltd 100,00
- Eni Oil do Brasil SA 100,00
- Eni Oil & Gas Inc 100,00
- Eni Oil Holdings BV 100,00
- Eni Oil US Llc 100,00
- Eni Overseas Holdings Ltd 100,00
- Eni Pakistan Ltd 100,00
- Eni Pakistan M Ltd Sàrl 100,00
- Eni Papalang Ltd 100,00
- Eni Petroleum BV 100,00
- Eni Petroleum Co Inc 100,00
- Eni Petroleum Exploration Co Inc 100,00
- Eni Popodi Ltd 100,00
- Eni Rapak Ltd 100,00
- Eni Resources Ltd 100,00
- Eni Securities Ltd 100,00
- Eni Sesulu Ltd 100,00
- Eni TNS Holdings Ltd 100,00
- Eni TNS Ltd 100,00
- Eni Trading BV 100,00
- Eni Trading Ltd 100,00
- Eni Trinidad and Tobago Exploration BV 100,00

- Eni Trinidad and Tobago Ltd 100,00
- Eni TTO Ltd 100,00
- Eni Tunisia Bek BV 100,00
- Eni Tunisia BV 100,00
- Eni UFL Ltd 100,00
- Eni UHL Ltd 100,00
- Eni UKCS Ltd 100,00
- Eni UK Ltd 100,00
- Eni ULT Ltd 100,00
- Eni ULX Ltd 100,00
- Eni USA Inc 100,00
- Eni US Operating Co Inc 100,00
- Eni Venezuela BV 100,00
- Eni Ventures Plc 100,00
- Ieoc Exploration BV 100,00
- Ieoc Production BV 100,00
- Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd 100,00
- Lasmo Grand Maghreb Ltd 100,00
- Lasmo Insurance Ltd 100,00
- Lasmo Oil Development (Canada) Ltd 100,00
- Lasmo Sanga Sanga Ltd 100,00
- Lasmo (UPET) Inc 100,00
- Lasmo (WP) Inc 100,00
- Lukagip Midstream BV (*) 50,00
- Lukagip NV (*) 50,00
- Nigerian Agip Exploration Ltd 100,00
- Nigerian Agip Oil Co Ltd 100,00
- Pennant Insurance Co Ltd 100,00
- Secab Niugini Pty Ltd 100,00
- Sitep - Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA (*) 50,00
- Unimar Llc (*) 50,00

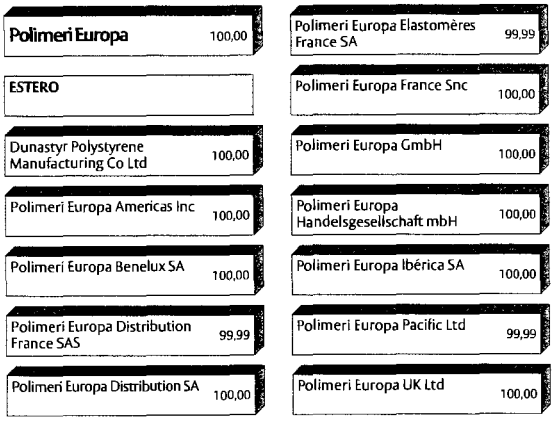
Gas & Power

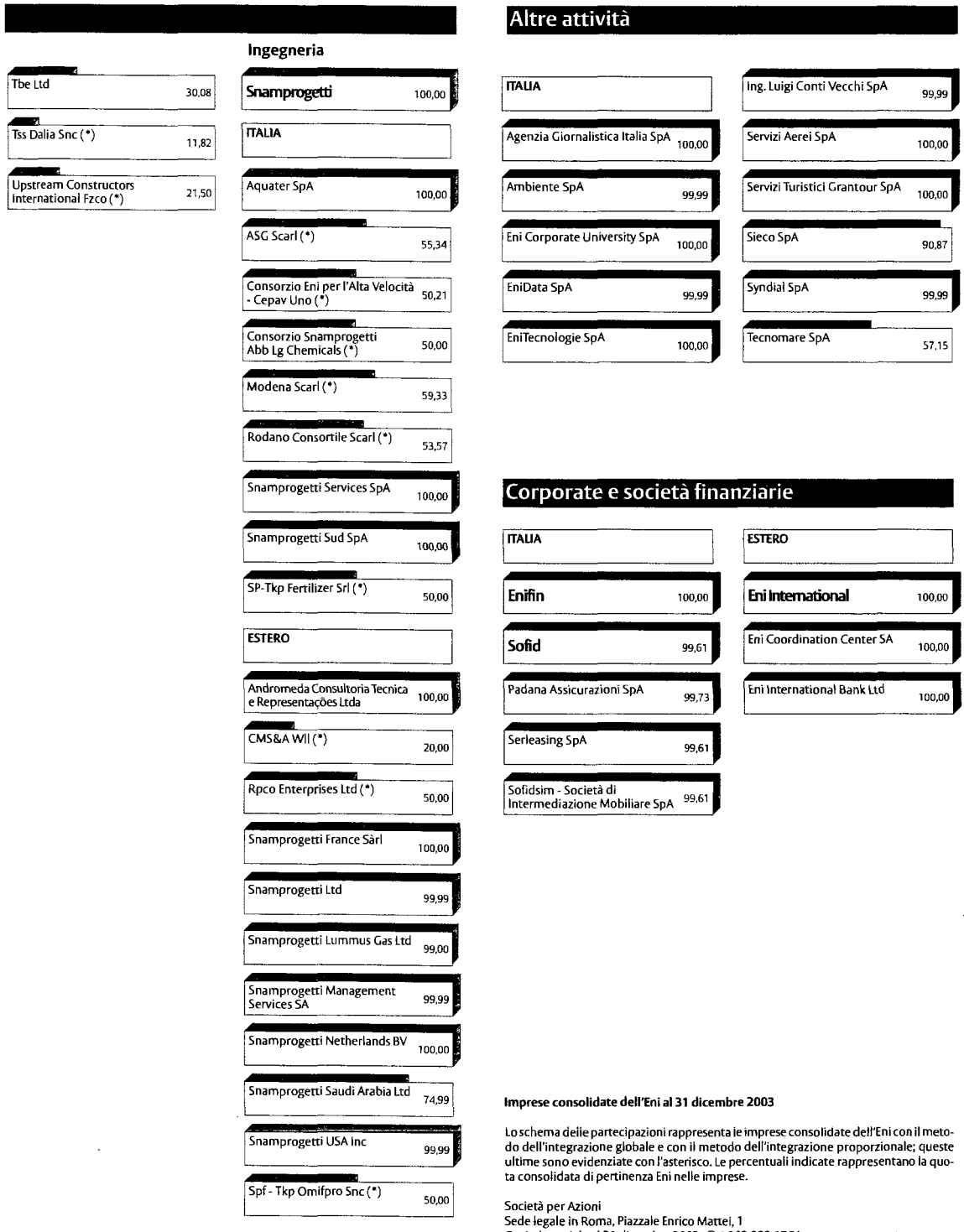
- **ITALIA**
  - Acquedotto di Savona SpA 67,04
  - Acquedotto Vesuviano SpA 99,99
  - Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA 99,68
  - Energia Sicilia Srl 99,99
  - Eni Acqua Campania SpA 49,04
  - EniPower SpA 100,00
  - EniPower Trading SpA 100,00
  - EniPower Trasmissione SpA 100,00
  - Fiorentina Gas Clienti SpA 99,99
  - Fiorentina Gas SpA 51,03
  - GNL Italia SpA 59,12
  - Greenstream SpA 75,00
  - Italgas Hellas SpA 99,99
  - Italgas Più SpA 99,99
  - LNG Shipping SpA 100,00
  - Napoletana Gas Clienti SpA 99,68
  - Partecipazioni Industriali SpA 99,99
  - Slim Sicilia SpA 99,99
  - Snam Rete Gas SpA 59,12
  - Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili 67,04
  - Società EniPower Ferrara Srl 51,00
  - Società Italiana per il Gas pA 99,99
- **ESTERO**
  - Adriaplin Doo 50,99
  - Distribuidora de Gas Cuyana SA 45,59
  - Eni Gas & Power LNG Australia BV 100,00
  - Eni Gas Trading Europe BV 100,00
  - Eni G & P Trading BV 100,00
  - Gas Brasiliano Distribuidora SA 99,99
  - Greenstream BV 75,00
  - Inversora de Gas Cuyana SA 75,99
  - Scogat - Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA 100,00
  - Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA 66,67
  - Tigaz Rt Tiszantuli Gazszolgaltato Részvenytársaság 49,99
  - Tigaz 2 Földgás Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft 44,65
  - Trans Tunisian Pipeline Co Ltd 100,00

Refining & Marketing



Petrolchimica





Imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2003

Lo schema delle partecipazioni rappresenta le imprese consolidate dell'Eni con il metodo dell'integrazione globale e con il metodo dell'integrazione proporzionale; queste ultime sono evidenziate con l'asterisco. Le percentuali indicate rappresentano la quota consolidata di pertinenza Eni nelle imprese.

Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2003: € 4.002.922.176 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1
Gela (CL) - Strada Provinciale, 82

Ingegneria e Costruzioni

Costruzioni e perforazioni

Saipem	43,00
ITALIA	
Bos Italia Srl	43,00
Energy Maintenance Services SpA	71,50
Intermare Sarda SpA	43,00
Rosbos Scrl (*)	21,50
Saipem Energy International SpA	43,00
Sonsub SpA	43,00
ESTERO	
Boscongo SA	42,99
Bos Corp. Inc	43,00
BOS Shelf Ltd Society (*)	21,50
Bouygues Offshore Ltd	43,00
Bouygues Offshore - UIE Ltd	43,00
Camom Geselischaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	43,09
Camom SA	43,00
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	42,99
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest	42,97
Csmi Snc	43,00
Dalia Floater Angola Snc (*)	11,92
Delong Hersent - Estudos, Constr. Maritimas e Particip., Unip. Lda	43,00
Doris USA Inc (*)	21,50
EMC Netherlands BV	43,00
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	43,00
Er Sai Caspian Contractor Llc	21,50
ERS - Equipment Rental & Services BV	43,00
Eurig GmbH & Co Kg (*)	21,50
European Marine Contractors Llc	75,06
European Marine Contractors Ltd	75,06
European Marine Investments Ltd	94,30
FPSO Firenze Produção de Petróleo Lda (*)	21,50
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (*)	21,50
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda (*)	21,50
Global Petroprojects Services AG SA Ltd	43,00
Guangdong Contractor Snc (*)	25,80
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Manag. Private Ltd	23,59
Hazira Marine Engineering & Construction Manag. Private Ltd	43,00
International Development Process and Engineering Ltd	43,00
Katran-k Ltd Liability Co (*)	21,50
Lipardiz Construção de Estruturas Maritimas Lda (*)	21,50
Moss Arctic Offshore AS (*)	21,50
Moss Maritime AS	43,00
Moss Maritime Inc	43,00
Moss Offshore AS	43,00
Nigerian Services & Supply Co Ltd	43,00
Offshore Design Engineering Ltd (*)	43,00
Petrex SA	43,00
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	43,00
Petromar Lda	30,10
PT Bouygues Offshore Indonesia Ll	43,00
PT Saipem Indonesia	43,00
PT Sofresid Indonesia Ll	43,00
Saibos Akogep Snc (*)	30,10
Saibos Construções Maritimas Lda	43,00
Saibos Fze	43,00
Saibos SAS	43,00
Saipar Drilling Co BV (*)	21,50
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (*)	21,50
Saipem Algerie SA	42,98
Saipem Asia Sdn Bhd	43,00
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	41,71
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	43,00
Saipem Energy International Ltd	43,00
Saipem Holding France SAS	43,00
Saipem Inc	43,00
Saipem International BV	43,00
Saipem Luxembourg SA	43,00
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	17,20
Saipem Mediterranean Services Llc	43,00
Saipem (Nigeria) Ltd	38,45
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	43,00
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	43,00
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Soc. Unipessoal SA	43,00
Saipem SA	43,00
Saipem Singapore Pte Ltd	43,00
Saipem UK Ltd	55,83
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	36,98
SAS Port de Tanger SpA Semplificata (Francia)	43,00
Saudi Arabian Saipem Ltd	25,80
SB Construction and Maritime Services BV	43,00
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	42,89
Servicios de Construçiones Caucedo Sarl (*)	21,37
Société de Construction d'Oleoducs Snc	42,89
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	43,00
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée Snc (*)	14,38
Société Nouvelle Technigaz SA	42,98
Sofresid Aquitaine SA	42,80
Sofresid Engineering SA	42,99
Sofresid Group SA	43,00
Sofresid Nord Snc	43,00
Sofresid Provence Snc	43,00
Sofresid SA	43,00
Sonsub A/S	43,00
Sonsub Inc	43,00
Sonsub International Pty Ltd	43,00
Sonsub Ltd	43,00
Star Gulf Free Zone Co	43,00
Starstroi Ltd Liability Co (*)	21,50
Stts Snc (*)	25,80
Studeurop SA	42,99

Missione

L'Eni è una delle società energetiche integrate più importanti del mondo; opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Obiettivo dell'Eni è la creazione di nuovo valore in grado di soddisfare le attese degli azionisti; ciò si realizza mediante il continuo miglioramento della posizione di costo e della qualità dei prodotti e dei servizi per i propri clienti, nonché mediante l'attenzione per le esigenze dei dipendenti e, in generale, per il perseguimento di un modello di crescita sostenibile, anche con l'attenta valutazione degli impatti ambientali delle proprie attività e lo sviluppo di nuove e più efficienti tecnologie.

Per conseguire questi obiettivi l'Eni punta sul grande patrimonio di competenze manageriali e tecniche delle proprie risorse umane e sulla loro continua valorizzazione mediante un'organizzazione sempre più snella e imprenditoriale

L'Eni opera nei seguenti 70 paesi

EUROPA
Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svizzera, Turchia, Ungheria

CSI
Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia

AFRICA
Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Gabon, Guinea Bissau, Libia, Marocco, Mauritania, Nigeria, Senegal, Somalia, Sud Africa, Sudan, Tunisia

MEDIO ORIENTE
Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Kuwait, Oman, Qatar

ASIA CENTRALE
India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA
Australia, Cina, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova Guinea, Singapore, Taiwan, Thailandia

AMERICHE
Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Messico, Perù, Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela

Nel 2003 l'Eni ha conseguito l'utile netto di 5.585 milioni di euro con un aumento di 992 milioni di euro rispetto al 2002 (+21,6%) dovuto essenzialmente alla positiva performance operativa (+1.015 milioni di euro)

La produzione di idrocarburi ha raggiunto 1,56 milioni di boe/giorno con un aumento del 6,1%. Resta fermo l'impegno dell'Eni di mantenere nei prossimi anni un elevato tasso di crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo degli asset in portafoglio: l'obiettivo è di produrre nel 2007 circa 1,9 milioni di boe/giorno corrispondenti a un tasso di incremento medio annuo del 5%

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 hanno raggiunto i 7.272 milioni di boe con un aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002 che ha consentito di rimpiazzare il 142% della produzione, il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni. La vita utile residua delle riserve è di 12,7 anni (13,2 anni nel 2002)

È stato approvato il piano di sviluppo del giacimento di petrolio Kashagan (Eni operatore con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio. Il piano, articolato in più fasi, prevede la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenteranno a 450 mila al compimento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno

In Arabia Saudita è stata assegnata a un consorzio formato dall'Eni (operatore con il 50%), da una compagnia petrolifera internazionale e dalla Saudi Aramco, la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area cosiddetta "C" di circa 52 mila chilometri quadrati situata nel bacino di Rub al Khali al confine con il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti. Il progetto segna la ripresa dell'attività upstream dell'Eni nel Paese dove aveva operato agli inizi degli anni Settanta

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stato acquistato il 50% della Unión Fenosa Gas attiva nel settore energetico in Spagna ed è stata avviata la fase gestionale e commerciale con l'inizio delle forniture di gas di provenienza russa attraverso il Blue Stream in Turchia e con l'entrata a regime delle forniture di GNL all'operatore elettrico spagnolo Iberdrola. È stato inoltre firmato un accordo con il Governo portoghese per la riorganizzazione della società Galp Energia nell'ambito del processo di ristrutturazione del settore energetico portoghese. L'accordo prevede il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi attraverso la vendita della partecipazione del 33,34% della Galp Energia a una società di Stato portoghese, con realizzo del relativo valore, e la concentrazione nel settore del gas acquisendo il 49% del capitale di Gas de Portugal

Prosegue la realizzazione del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica dell'Eni presso i propri siti industriali con l'obiettivo di raggiungere circa 5,3 gigawatt di potenza installata entro il 2006, con investimenti complessivi di circa 2,3 miliardi di euro. Nel 2003 è stata avviata la realizzazione di centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale della potenza di 3,8 gigawatt presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Mantova e Ravenna. La marcia commerciale della potenza in corso di installazione è prevista in successive fasi tra il 2004 e l'inizio del 2006. A regime i volumi di gas naturale dell'Eni destinati alla produzione di energia elettrica raggiungeranno i 6-7 miliardi di metri cubi/anno

Principali dati economici e finanziari

(milioni di €)

		1999	2000	2001	2002	2003
Ricavi		31.008	47.938	49.272	47.922	51.487
Utile operativo		5.480	10.772	10.313	8.502	9.517
Utile netto		2.857	5.771	7.751	4.593	5.585
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		8.248	10.583	8.084	10.578	10.827
Investimenti tecnici		5.483	5.431	6.606	8.048	8.802
Investimenti in partecipazioni		114	4.384	4.664	1.366	4.255
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti		19.749	24.073	29.189	28.351	28.318
Indebitamento finanziario netto		6.267	7.742	10.104	11.141	13.543
Capitale investito netto		26.016	31.815	39.293	39.492	41.861
Utile netto per azione	(euro per azione)	0,71	1,44	1,98	1,20	1,48
Dividendo	(euro per azione)	0,362	0,424	0,750	0,750	0,750
Dividendi pagati [1]		1.446	1.664	2.876	2.833	2.829
Pay-out	(%)	50,6	28,8	37,0	62,0	51,0
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)	12,5	21,5	23,9	13,7	15,6
Leverage		0,32	0,32	0,35	0,39	0,48

(1) Per esercizio di competenza; l'importo 2003 è stimato.

Informazioni previsionali
Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui l'Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi effettivi potrebbero risultare significativamente diversi rispetto a quelli enunciati in dette dichiarazioni previsionali a causa di rischi noti e ignoti e di incertezze.

Principali indicatori di mercato

		1999	2000	2001	2002	2003
Prezzo medio greggio Brent dated [1]		17,87	28,39	24,46	24,98	28,84
Cambio medio EUR/USD		1,067	0,924	0,896	0,946	1,131
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated [2]		16,75	30,73	27,30	26,41	25,50
Margini europei medi di raffinazione [3]		1,21	3,99	1,97	0,80	2,65
Euribor - euro a tre mesi	(%)	3,0	4,4	4,3	3,3	2,3

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(2) Elaborazione Eni.
(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

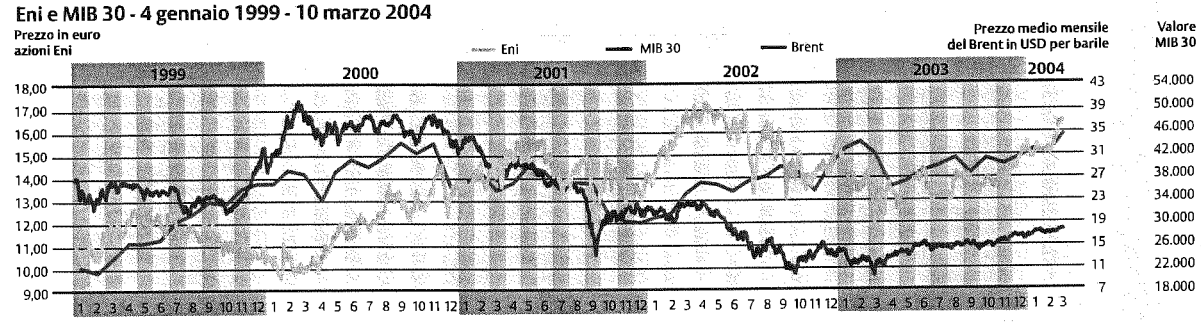
La strategia di crescita selettiva nel downstream petrolifero

Il programma di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza

Principali dati operativi

		1999	2000	2001	2002	2003
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	5.534	6.008	6.929	7.030	7.272
Vita utile residua delle riserve	(anni)	14,0	14,0	13,7	13,2	12,7
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.064	1.187	1.369	1.472	1.562
Gas & Power						
Vendite di gas naturale a terzi della distribuzione primaria	(miliardi di metri cubi)	60,24	61,25	61,96	60,44	65,12
Gas naturale per autoconsumo Eni	(miliardi di metri cubi)				2,02	1,90
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero	(miliardi di metri cubi)	2,67	3,48	3,91	3,79	4,44
Vendite a terzi e gas naturale per autoconsumo Eni	(miliardi di metri cubi)	62,91	64,73	65,87	66,25	71,46
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	6,90	9,45	11,41	19,84	24,63
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)		4,77	4,99	5,00	5,55
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	38,31	38,89	37,78	35,55	33,52
Capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	664	664	504	504
Utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà	(%)	96	99	97	99	100
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	51,82	53,46	53,24	52,02	49,91
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	12.489	12.085	11.707	10.762	10.647
Erogato medio per stazione di servizio (Italia + estero)	(migliaia di litri/anno)	1.543	1.555	1.621	1.674	1.771
Petrolchimica						
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.298	8.532	9.609	7.116	6.907
Vendite	(migliaia di tonnellate)	5.622	5.616	6.113	5.493	5.266
Ingegneria e Costruzioni						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	2.600	4.726	3.716	7.852	5.876
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	4.439	6.638	6.937	10.065	9.405
Dipendenti a fine periodo	(numero)	72.023	69.969	72.405	80.655	76.521

Eni e MIB 30 - 4 gennaio 1999 - 10 marzo 2004



Le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa hanno superato i 3 milioni di tonnellate con un incremento del 18% rispetto al 2002 a seguito della strategia di sviluppo selettivo perseguita in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita e dove l'Eni può far leva sulla notorietà del marchio e sulle sinergie logistico-operative. Nell'ambito di questa strategia, nel 2003 sono state acquistate 410 stazioni di servizio in Spagna, Germania e Francia

Sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza che hanno consentito di realizzare risparmi di costi (a cambi costanti) di circa 590 milioni di euro. Complessivamente il programma di riduzione dei costi ha conseguito nel periodo 1999-2003 oltre il 65% del target annunciato di 3,4 miliardi di euro al 2006

lettera agli azionisti

Signori Azionisti, il 2003 ha rappresentato un test cruciale per la credibilità e la qualità delle strategie dell'Eni perché costituiva l'anno di riferimento del processo di crescita avviato nel 1999, unico per intensità e discontinuità culturale nella storia della Società. A dispetto delle difficoltà che quel processo prefigurava, a quattro anni di distanza possiamo confermare di aver raggiunto – e in molti casi superato – gli ambiziosi obiettivi allora programmati.

L'Eni oggi ha un equilibrio tra dimensione e flessibilità operativa mai raggiunto in precedenza. Soprattutto, è in grado di rilanciare obiettivi ulteriori di crescita in ragione della forza e della solidità della sua struttura patrimoniale, mantenuta sotto stretto controllo da un'accorta gestione pur a fronte del rilevante sforzo profuso nella manovra di investimento dell'ultimo quadriennio (circa 44 miliardi di euro).

Nel 2003 l'Eni ha conseguito l'utile netto di 5,6 miliardi di euro con un aumento di quasi un miliardo di euro rispetto al 2002 (+21,6%). Il ritorno sul capitale investito (ROACE) ha raggiunto il 15,6%, in aumento di 1,9 punti percentuali sul 2002; in presenza di un livello rilevante di investimenti tecnici e in partecipazioni di 13,1 miliardi di euro (+38,7% rispetto al 2002), il rapporto tra indebitamento e capitale proprio si è attestato sul livello di 0,48 (0,39 nel 2002). L'andamento dei principali indicatori di mercato ha contribuito in misura non rilevante al miglioramento dei risultati; infatti gli effetti dell'aumento del prezzo medio del greggio (Brent +3,9 dollari/barile) e del margine europeo medio di raffinazione (+1,9 dollari/barile) sono stati attenuati dall'indebolimento di circa il 20% del dollaro (il prezzo medio del greggio Brent espresso in euro ha registrato una riduzione del 3,4%).

I risultati conseguiti consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti di confermare la distribuzione di un dividendo di 0,75 euro per azione che colloca il pay-out al 51% (62% nel 2002).

I risultati del 2003

Il 2003 è stato segnato dal conflitto in Iraq, le cui avvisaglie si erano già manifestate alla fine del 2002. Come era prevedibile il prezzo del greggio ha raggiunto picchi elevati nel corso dell'anno, superando i 35 dollari/barile. L'indebolimento progressivo del dollaro ha destato non poche preoccupazioni nell'establishment europeo, per via delle implicazioni che determina sulla competitività delle esportazioni e sulla crescita, aggiungendo un ulteriore elemento di incertezza nello scenario economico ed energetico. In tale contesto caratterizzato da tensioni e incertezze, l'Eni ha confermato la propria capacità imprenditoriale, raggiungendo tutti gli importanti obiettivi di crescita programmati.

Nel settore Exploration & Production, la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.562 mila boe con un incremento di 90 mila boe, pari al 6,1%. Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 sono 7.272 milioni di boe, in aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002. La ricostituzione delle riserve certe è stata del 142%, il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni. La vita

utile residua delle riserve certe al 31 dicembre 2003 è di 12,7 anni (13,2 nel 2002). Le principali iscrizioni a libro nel 2003 riguardano la struttura di Kashagan nell'offshore kazako, a conferma del rilevante potenziale minerario dell'area operata dall'Eni, nonché il Blocco 15 (quota Eni 20%) situato nell'offshore angolano, il Mare del Nord, il Golfo del Messico, l'Indonesia e il deserto algerino.

Anche nel 2003 l'Eni ha dimostrato la propria attitudine nel saper coniugare il conseguimento degli obiettivi programmati e della redditività di breve termine con la visione di lungo termine e la creazione dei presupposti per la crescita futura. In particolare: (i) nel febbraio 2004 è stato approvato il piano di sviluppo del progetto Kashagan nell'offshore kazako del Mar Caspio che prevede la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante la reiniezione parziale del gas con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni); l'avvio della produzione è previsto nel 2008; (ii) nel marzo 2004 in Arabia Saudita è stata assegnata all'Eni, con il ruolo di operatore, l'attività di esplorazione e produzione di gas in un'area dell'estensione di 52 mila chilometri quadrati.

Nel settore Gas & Power, l'Eni ha dimostrato flessibilità e capacità di adattamento al contesto di forte dinamismo del mercato europeo. Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (65,1 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2002 (+7,7%). Nell'attività di generazione elettrica, a fine anno è entrato in esercizio il primo gruppo della centrale di Ferrera Erbognone (390 megawatt).

Nel settore Refining & Marketing è continuato il processo di miglioramento del sistema di raffinazione volto a garantire all'Eni la posizione di top performer in Italia in termini di efficienza, flessibilità e qualità dei prodotti. Parallelamente, nelle attività di commercializzazione è proseguito il processo di riqualificazione e riposizionamento strategico della rete di distribuzione con l'obiettivo di cogliere i mutamenti in atto nei comportamenti dei consumatori e attrarne i flussi, offrendo al contempo prodotti di elevato standard o fortemente innovativi (BluDiesel) – che anticipano i requisiti europei e mondiali di qualità. Nel resto d'Europa la strategia di sviluppo selettivo sta producendo i suoi risultati in termini di crescita delle vendite e consolidamento della quota di mercato nelle aree geografiche di interesse.

La spesa per investimenti nel 2003 ha raggiunto 13,1 miliardi di euro, di cui 8,8 miliardi per investimenti tecnici e 4,3 miliardi per investimenti in partecipazioni. L'impegno maggiore si è concentrato su grandi progetti che contribuiranno alla crescita e alla sostenibilità dei business nel lungo termine, in particolare:

- la costruzione del gasdotto sottomarino Greenstream, la nuova via di importazione del gas in Italia, che – a regime – consentirà di importare 8 miliardi di metri cubi all'anno provenienti dai giacimenti libici, già venduti con contratti di lungo termine a operatori del settore;
- lo sviluppo dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam, il cui avvio è previsto a fine 2004 per la struttura onshore e nel 2005 per la struttura offshore;
- lo sviluppo di giacimenti in Iran in cui l'Eni è operatore, che consente di rafforzare il posizionamento in un Paese a elevato potenziale minerario;
- la partecipazione allo sviluppo dei giacimenti localizzati nell'area denominata Kizomba nel Blocco 15 nelle acque profonde angolane;
- la realizzazione delle centrali di energia elettrica di Ferrera Erbognone, Ravenna, Brindisi e Mantova.

Gli investimenti in partecipazioni hanno riguardato essenzialmente l'OPA sulle azioni Italgas (2,6 miliardi di euro), l'acquisto della Fortum Petroleum, società upstream con attività in Norvegia (0,9 miliardi di euro) e l'acquisto del 50% della Unión Fenosa Gas (0,4 miliardi di euro).

L'evoluzione degli scenari energetici e le sfide future

Nel settore upstream, la relativa scarsità di riserve a bassi costi di scoperta ed estrazione continuerà a rappresentare il fattore critico dello scenario in cui operano le compagnie petrolifere. La necessità di rimpiazzare le riserve prodotte e il progressivo declino delle aree di produzione più stabili dal punto di vista politico e normativo (Stati Uniti, Mare del Nord) spingono le compagnie a posizionarsi su aree di frontiera, affrontando costi crescenti, un più elevato profilo di rischio e ritorni economici differiti nel tempo. L'apertura agli investimenti stranieri che i paesi del Golfo Persico iniziano a manifestare offre un'opportunità storica a ogni compagnia petrolifera di costruire un importante vantaggio competitivo per il proprio futuro.

Al di fuori dei paesi OPEC, le aree più promettenti per l'espansione upstream sono il Mar Caspio, la Federazione Russa, nonché l'Africa settentrionale e occidentale.

Il settore del downstream oil rimane appesantito da un eccesso di capacità a livello mondiale soprattutto nel Mediterraneo, nei paesi ex-URSS, in Medio Oriente e in America Latina e da una inadeguatezza regionale degli impianti rispetto all'evoluzione della domanda sia in termini di specifiche di qualità sia del mix di prodotti leggeri-medi-pesanti. Eventuali investimenti in nuova capacità di conversione possono avere una logica industriale solo se localizzati in siti che beneficiano di specifiche dinamiche di domanda/offerta, di vantaggi logistici o di integrazione lungo la catena del valore.

La commercializzazione dei prodotti petroliferi è interessata da un processo di razionalizzazione della logistica e dei punti vendita finalizzato al raggiungimento di elevati standard qualitativi. L'elevata competizione sui business tradizionali comporta l'attivazione di nuove leve di fidelizzazione del cliente finale e lo sviluppo di attività non-oil. Un'efficiente presenza nel downstream oil rimarrà comunque fondamentale per mantenere un portafoglio bilanciato e stabilizzare i risultati delle compagnie energetiche.

Il settore del gas continuerà a mantenere una forte connotazione regionale, nonostante la spinta all'internazionalizzazione impressa dalla liberalizzazione dei mercati e dall'espansione del GNL. Pertanto, lo sviluppo produttivo non potrà prescindere dalla disponibilità di un vantaggio di costo capace di consentire la penetrazione in mercati che, in molti casi, appaiono relativamente saturi di offerta. In particolare, in Europa è incombente il rischio di fenomeni di eccesso di offerta di gas che – congiuntamente all'apertura dei mercati – acuiranno la competizione tra gli operatori con effetti negativi sui margini.

Nel settore dell'Ingegneria e Costruzioni è crescente la tendenza a trasferire rischi tecnici ed esogeni sulle società contrattiste, non bilanciati da una crescita dei margini. Aumentano i contratti "chiavi in mano", caratterizzati da un prezzo fisso per la realizzazione delle opere. La chiave di volta per il successo degli operatori è data dalla capacità di presidiare frontiere tecnologicamente più avanzate e complesse della filiera del valore, con l'enfasi sulla qualità e affidabilità dei servizi resi.

A livello mondiale, la petrolchimica continua a presentare rilevanti criticità a causa del persistente eccesso di capacità, particolarmente pronunciato in Europa

dove il settore soffre gli incolmabili svantaggi di costo della materia prima e di scala degli impianti in particolare rispetto ai paesi medio-orientali. A determinare la minore competitività strutturale delle attività petrolchimiche europee, ai fattori industriali si aggiungono le pressioni normative e la sensibilità ambientale diffuse nei paesi industrializzati.

Strategie: obiettivi e azioni dell'Eni

Per affrontare con successo le sfide poste dal contesto energetico mondiale, la dimensione d'impresa continuerà a rappresentare un fattore competitivo essenziale, a causa della dimensione degli investimenti richiesti dal settore, della redditività differita nel tempo della maggior parte dei progetti e della loro intrinseca complessità, nonché della relativa maturità dei mercati. Il vantaggio più importante della dimensione d'impresa riguarda la capacità delle compagnie di grandi dimensioni di affrontare progetti di rottura, in grado di cambiare il posizionamento dell'impresa nel lungo termine senza compromettere la redditività nel breve termine.

Per questa ragione, l'Eni si pone obiettivi di crescita nel core business anche per i prossimi anni, in coerenza con alcuni criteri imprescindibili: (i) rigorosa disciplina economico-finanziaria e selezione degli investimenti; (ii) gestione dinamica e ottimizzazione continua del portafoglio; (iii) miglioramento dell'efficienza e dell'efficacia operativa; (iv) consolidamento della capacità di attrarre e trattenere le migliori competenze e capacità professionali.

Questa direttrice generale e i criteri che la informano sono alla base del Piano strategico 2004-2007, che programma un ulteriore slancio verso lo sviluppo industriale attraverso una serie di obiettivi puntuali.

Nel settore Exploration & Production, i principali obiettivi sono:

- prosecuzione della crescita nella produzione giornaliera di idrocarburi fino a 1,9 milioni di boe nel 2007, al netto delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio. L'obiettivo produttivo sottende un tasso di crescita medio annuo superiore al 5% dal 2003 – uno tra i più ambiziosi del settore – e fa leva sull'avvio produttivo di alcuni grandi progetti di sviluppo (Libia Gas, acque profonde in Angola e Nigeria, Iran) e completamento della Val d'Agri;
- rimpiazzo delle riserve prodotte con un tasso superiore al 100% per garantire la sostenibilità del business anche nel lungo termine;
- miglioramento dell'efficienza operativa sia nella ricerca degli idrocarburi sia nello sviluppo e produzione delle riserve scoperte, facendo leva sulla selettività dei progetti esplorativi, la concentrazione geografica della produzione, la razionalizzazione di attività produttive marginali o con scarse prospettive di sviluppo, il rafforzamento delle capacità di operatore.

Gli obiettivi nel settore Gas & Power sono:

- il mantenimento della leadership in Italia sostenuto anche dallo sviluppo di un'offerta commerciale integrata gas ed energia elettrica e dal completamento nei tempi previsti delle centrali di EniPower (5,3 gigawatt installati al 2006);
- lo sviluppo delle iniziative avviate nei mercati obiettivo in Europa, al fine di conseguire i target di vendita e di redditività programmati. L'Eni valuterà ulteriori opportunità di sviluppo in nuovi mercati con elevate potenzialità di consumo al fine di valorizzare il gas equity;
- la crescita dell'attività GNL, con un obiettivo di vendita al 2007 di oltre 10 miliardi di metri cubi. La partecipazione dell'Eni alle iniziative GNL trova fon-

damento nell'opportunità di valorizzare le riserve scoperte in paesi (Nigeria, Egitto, Indonesia) con limitati consumi domestici e lontani dai principali mercati di sbocco.

Gli obiettivi nel settore Refining & Marketing sono:

- il consolidamento della posizione di top performer nella raffinazione in Italia, focalizzandosi sull'efficienza e su prodotti di altissima qualità, che anticipano i requisiti futuri già programmati dalla normativa comunitaria;
- il completamento del processo di ristrutturazione della rete italiana di distribuzione, attraverso chiusure e vendita delle stazioni di servizio marginali, nonché lo sviluppo dell'attività non-oil;
- lo sviluppo in Europa, per raggiungere posizioni di leader/co-leader nelle aree regionali dei mercati di interesse. L'espansione sarà guidata da criteri di eccellenza in termini di standard delle stazioni di servizio, di qualità e di erogato.

Le attività di ingegneria e costruzioni rappresentano un carattere distintivo della Società rispetto alle altre compagnie petrolifere globali. Esse costituiscono una cinghia di trasmissione per gli altri business dell'Eni per l'ingresso in nuove aree produttive e/o mercati; al tempo stesso forniscono un apporto indispensabile di know-how, competenze di project e risk management, credibilità e reputazione internazionale. Pertanto, l'Eni continuerà a far leva su queste attività e sul loro sviluppo, puntando:

- allo sviluppo di tecnologie innovative e distintive rispetto alla concorrenza;
- all'utilizzo di risorse a elevato know-how a sostegno delle fasi di progettazione e realizzazione degli investimenti Eni.

Tenuto conto della criticità strutturale del settore Petrolchimica, le linee strategiche del Piano 2004-2007 sono orientate:

- all'enfasi sui temi della salute, della sicurezza e dell'ambiente;
- al miglioramento dell'efficienza e della competitività;
- alla riduzione selettiva della presenza all'estero.

La pianificazione e lo sviluppo della gestione delle Risorse umane consentirà di garantire nel tempo l'adeguatezza del mix qualitativo e quantitativo delle risorse professionali e manageriali e del sistema delle conoscenze maggiormente critiche per l'attuazione delle strategie di business. A tale scopo, l'Eni ha avviato specifiche iniziative quali:

- il Programma Pianificazione Human Resources e Knowledge Management;
- la definizione e l'attuazione di nuove forme contrattuali e schemi di compensation innovativi per il personale all'estero;
- la costituzione di un centro a Londra per il reperimento, la selezione e la gestione di risorse internazionali.

Nel campo della Ricerca, la valutazione interna dello scenario evolutivo di mercato e tecnologico ha consentito di identificare i temi tecnologici prioritari per l'Eni – quelli, cioè, in grado di avere una concreta possibilità di applicazione industriale e di contribuire al miglioramento del posizionamento competitivo di lungo termine della Società. Seguendo questa impostazione, la ricerca e sviluppo si concentrerà su: (i) la riduzione del rischio minerario; (ii) l'aumento del fattore di recupero degli idrocarburi dai giacimenti; (iii) l'ottimizzazione dello stoccaggio/smaltimento dello zolfo; (iv) l'upgrading dei greggi pesanti ed extra-pesan-

ti; (v) il trasporto gas ad alta pressione; (vi) i processi Gas to Liquids finalizzati alla valorizzazione del gas associato o localizzato in aree remote; (vii) la qualità dei carburanti e fuel alternativi con migliori prestazioni motoristiche/ambientali; (viii) l'idrogeno come vettore energetico.

Lo scenario sui temi della Salute, della Sicurezza e dell'Ambiente (HSE) è caratterizzato da un crescente rifiuto degli insediamenti industriali da parte delle comunità locali, da più severe normative, da una domanda di maggiore informazione e valutazione dei risultati HSE e, conseguentemente, da una maggiore disponibilità da parte degli stakeholder a premiare le imprese proattive in grado di affrontare le nuove sfide della sostenibilità con programmi innovativi e trasparenti. La risposta dell'Eni a queste attese esterne si basa su tre direttrici:

- gestione orientata alla valutazione dei risultati "ambientali" e all'individuazione di obiettivi realistici di miglioramento;
- comunicazione dei risultati raggiunti e dei nuovi obiettivi al fine di consentire agli interlocutori esterni una completa percezione dell'agire Eni;
- integrazione delle tematiche HSE nel processo di pianificazione generale e nella valutazione dei progetti di investimento.

L'Eni può contare su un'eredità storica e un patrimonio di responsabilità sociale radicato, che caratterizza la Società e il suo modo di operare, ed è impegnata a completare l'integrazione degli aspetti di *Corporate Social Responsibility* (CSR) nelle strategie aziendali. Ciò consentirà di valorizzare quei beni immateriali che distinguono l'Eni dai concorrenti e dalle altre imprese quotate. Nell'arco di Piano sarà intrapreso un percorso di miglioramento della gestione della CSR incentrato sul rafforzamento di quelle leve di valore non finanziarie generate dal capitale professionale, organizzativo e relazionale.

L'Eni ha fatto della coerenza tra strategie annunciate e obiettivi realizzati uno dei punti cardinali del suo rapporto con azionisti e altri soggetti detentori di interessi verso la Società. In molti casi, ha anticipato gli obiettivi programmati. Ha sempre informato la sua azione a rigorosi principi di continuità, traspa-

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]

Presidente
Roberto Poli [2]

Amministratore Delegato
Vittorio Mincato [3]

Amministratori
Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô,
Renzo Costi, Dario Fruscio,
Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production
Stefano Cao [4]

Divisione Gas & Power
Luciano Sgubini [5]

Divisione Refining & Marketing
Gilberto Callera [6]

COLLEGIO SINDACALE [7]

Presidente
Andrea Monorchio

Sindaci effettivi
Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo,
Riccardo Perotta

Sindaci supplenti
Fernando Carpentieri, Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO
Luigi Schiavello [8]

Sostituto
Angelo Antonio Parente [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

renza e ampio dettaglio nell'informazione fornita all'esterno. La credibilità raggiunta a livello mondiale per la concreta e costante adesione a questi standard è un valore fondamentale che l'Eni intende consolidare e migliorare costantemente.

La possibilità di continuare a tagliare traguardi sempre più importanti in futuro è legata a molte variabili, talune incontrollabili. La leva più efficace per confrontarsi con un panorama volatile e discontinuo è la verifica quotidiana della sostenibilità delle azioni intraprese o da intraprendere in rapporto all'evoluzione dello scenario strategico di medio e lungo periodo con la massima flessibilità e tempestività di reazione. In un'industria che spesso è rimasta vittima di cambiamenti esogeni improvvisi, l'Eni ha adottato e continuerà a adottare tutti gli strumenti e l'impegno per essere un *long-run winner*, facendo leva sulla qualità e sull'adattamento culturale del suo patrimonio di risorse umane, già oggi chiamate a non accontentarsi mai dei successi ottenuti, ma a continuare a cercare le ragioni per i successi di domani, qualunque sia lo scenario che accompagnerà il mondo dell'energia. A loro il ringraziamento del Consiglio di Amministrazione.

30 marzo 2004

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Roberto Poli

L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

I poteri del Presidente
e dell'Amministratore Delegato
nonché la composizione
e le funzioni del Comitato
per il controllo interno,
del Compensation Committee
e dell'Oil & Gas Committee,
sono illustrati nella sezione
"Corporate governance" del capitolo
"Governance e responsabilità d'impresa"
della Relazione sulla gestione
al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio. Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004

(2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003

(7) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 24-25 giugno 2003

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

La produzione di idrocarburi ha raggiunto il livello record di 1,56 milioni di boe/giorno con un aumento del 6,1%. Resta fermo l'impegno dell'Eni a mantenere nei prossimi anni un elevato tasso di crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo degli asset in portafoglio: l'obiettivo è di produrre nel 2007 circa 1,9 milioni di boe/giorno con un tasso di incremento medio annuo del 5%

Le riserve certe di idrocarburi hanno raggiunto i 7.272 milioni di boe con un tasso di rimpiazzo del 142% (il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni). Nel medio termine la crescita della produzione e il rimpiazzo delle riserve sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario degli asset dell'Eni localizzati nelle aree core dell'Africa Settentrionale e Occidentale a cui si aggiungerà il contributo di nuovi campi in Australasia e l'incremento della produzione di petrolio in Italia. La vita utile residua delle riserve è di 12,7 anni

È stato approvato il piano di sviluppo del giacimento di petrolio di Kashagan (Eni operatore con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio. Il piano, articolato in più fasi, prevede la messa in produzione di riserve recuperabili[1] fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenteranno a 450 mila al compimento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno

In Libia proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti a olio, gas e condensati Wafa (onshore) e Bahr Essalam (offshore) con riserve recuperabili in quota Eni di circa 950 milioni di boe. L'avvio della produzione è atteso nel quarto trimestre 2004

In Arabia Saudita è stata assegnata a un consorzio formato dall'Eni (operatore con il 50%), da una compagnia petrolifera internazionale e dalla Saudi Aramco, la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area cosiddetta "C" di circa 52 mila chilometri quadrati situata nel bacino di Rub al Khali al confine con il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti. Il progetto segna la ripresa dell'attività upstream dell'Eni nel Paese dove aveva operato agli inizi degli anni Settanta

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di circa 240 milioni di euro

(1) Per la definizione di riserve recuperabili v. "Glossario", pag. 102.

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi	13.960	12.877	**12.746**
Utile operativo	5.984	5.175	**5.746**
Investimenti di ricerca esplorativa	757	902	**635**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	67	317	**31**
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	3.452	4.396	**5.015**
Investimenti in partecipazioni	4.149	31	**1.076**
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.533	7.715	**7.718**

Riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi in vigore che tengono conto solo delle variazioni previste contrattualmente; non sono considerati gli aumenti legati a situazioni future.

L'Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sull'iscrizione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornati i criteri di classificazione delle riserve (Criteri) e di presidiarne il processo periodico di quantificazione. I Criteri recepiscono le norme statunitensi emesse dal Financial Accounting Standard Board e dalla Security and Exchange Commission nonché, su temi specifici non oggetto di normativa, le prassi consolidate promosse da istituzioni di riferimento qualificate. I Criteri in vigore sono stati sottoposti all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC; D&M ha attestato inoltre che i Criteri regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche, dandone un'interpretazione ragionevole in linea con i più ampi standard SEC e le pratiche diffuse nel mercato. L'Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche nei casi in cui partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Dal 1991 l'Eni ha fatto eseguire, a rotazione, da qualificate società di ingegneri di giacimento una valutazione indipendente[2] delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2003 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 33% delle riserve al 31 dicembre 2003. Le risultanze hanno sostanzialmente confermato, come in passato, le valutazioni dell'Eni.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono fornite nella nota 25 - Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP) - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale della nota integrativa al bilancio consolidato.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 hanno raggiunto 7.272 milioni di boe (petrolio e condensati 4.138 milioni di barili; gas naturale 3.134 milioni di boe) con un aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002 per effetto di: (i) nuove scoperte ed estensioni (355 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Algeria, Venezuela e Italia; (ii) revisioni di precedenti stime (287 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Nigeria, Algeria, Norvegia e Angola in parte assorbite da revisioni in diminuzione in Italia; (iii) acquisizioni (162 milioni di boe), in particolare della società norvegese Fortum Petroleum; (iv) miglioramenti di recupero assistito (31 milioni di boe), in particolare in Congo, Algeria ed Egitto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno (570 milioni di boe) e dalle cessioni di partecipazioni in giacimenti localizzati nel settore britannico del Mare del Nord (23 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 142% della produzione; il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni di asset. La vita utile residua delle riserve è di 12,7 anni (13,2 anni nel 2002).

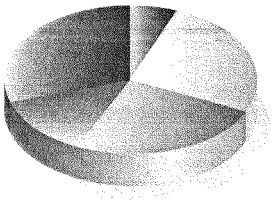
Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2003 sono di 4.230 milioni di boe (petrolio e condensati 2.447 milioni di barili; gas naturale 1.783 milioni di boe) e rappresentano il 58% del totale delle riserve certe (53% al 31 dicembre 2002).

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton affiancata, a partire dal 2003, da Ryder Scott.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica a fine periodo

milioni di barili
4.138



Italia 6%
Africa Settentrionale 26%
Africa Occidentale 25%
Mare del Nord 13%
Resto del mondo 30%

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2003 consiste in 1.053 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 242.635 chilometri quadrati (281.682 al 31 dicembre 2002), di cui 43.879 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.580 al 31 dicembre 2002). La superficie complessiva è diminuita a seguito di rilasci di 35.296 chilometri quadrati all'estero, in particolare in Egitto, Cina, Australia e Algeria, e di 3.751 chilometri quadrati in Italia. Aumenti si sono verificati in Norvegia per effetto dell'acquisizione della Fortum Petroleum.

Sono stati ultimati 105 nuovi pozzi esplorativi (43 in quota Eni), a fronte dei 120 (52 in quota Eni) del 2002. Il coefficiente di successo è stato del 46,7% (45,7% in quota Eni), a fronte del 38,6% (39,1% in quota Eni) del 2002.

Produzione

Nel 2003 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.562 mila boe (petrolio e condensati 981 mila barili; gas naturale 581 mila boe) ha registrato un incremento di 90 mila boe rispetto al 2002, pari al 6,1%, dovuto: (i) all'acquisto della Fortum Petroleum; (ii) agli avvii di giacimenti, principalmente in Australia, Algeria, Pakistan, Iran, Nigeria, Stati Uniti e Angola; (iii) alla crescita produttiva registrata in particolare in Nigeria, Kazakhstan e Venezuela; (iv) al venir meno dei tagli OPEC. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal declino produttivo di giacimenti maturi; (ii) dalla minore attribuzione di produzione nei Production Sharing Agreement dovuta all'aumento del prezzo del barile[3]; (iii) dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'80,8% (78,6% nel 2002).

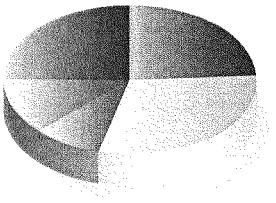
(3) Nei PSA la produzione, valorizzata ai prezzi di riferimento, consente il recupero dei costi sostenuti (Cost Oil) e il riconoscimento di una remunerazione (Profit Oil), quest'ultima suddivisa tra la Società di Stato e la compagnia petrolifera. L'aumento del prezzo del barile comporta di norma la minore attribuzione alla compagnia petrolifera delle quantità di idrocarburi prodotte destinate alle suddette componenti; l'inverso nel caso di riduzione del prezzo.

Riserve certe (1) e produzione giornaliera di idrocarburi (2)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe/giorno)		
	2001	**2002**	**2003**	**2001**	**2002**	**2003**
Italia	1.315	1.199	996	308	316	300
petrolio e condensati	309	255	**252**	69	86	**84**
gas naturale	1.006	944	**744**	239	230	**216**
Africa Settentrionale	2.122	2.033	2.024	317	354	351
petrolio e condensati	1.171	1.072	**1.080**	228	252	**250**
gas naturale	951	961	**944**	89	102	**101**
Africa Occidentale	1.136	1.287	1.324	233	237	260
petrolio e condensati	976	1.022	**1.038**	219	222	**236**
gas naturale	160	265	**286**	14	15	**24**
Mare del Nord	879	825	912	288	308	345
petrolio e condensati	552	498	**529**	204	213	**235**
gas naturale	327	327	**383**	84	95	**110**
Resto del mondo	1.477	1.686	2.016	223	257	306
petrolio e condensati	940	936	**1.239**	137	148	**176**
gas naturale	537	750	**777**	86	109	**130**
Totale	6.929	7.030	7.272	1.369	1.472	1.562
petrolio e condensati	3.948	3.783	**4.138**	857	921	**981**
gas naturale	2.981	3.247	**3.134**	512	551	**581**

Riserve certe di gas naturale per area geografica a fine periodo

milioni di boe
3.134

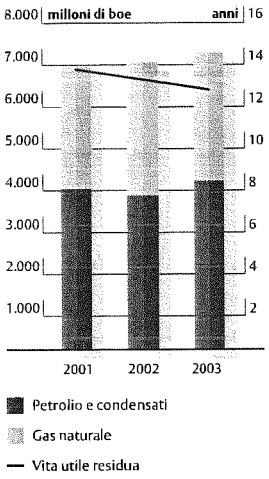


Italia 24%
Africa Settentrionale 30%
Africa Occidentale 9%
Mare del Nord 12%
Resto del mondo 25%

(1) Il gas naturale è stato convertito da metri cubi in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in relazione alle caratteristiche specifiche.
(2) Comprende la produzione di gas naturale autoconsumato (23 e 26 mila boe/giorno rispettivamente nel 2002 e 2003).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (981 mila barili) è aumentata di 60 mila barili, pari al 6,5%, a seguito degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (ii) Nigeria, in particolare per l'avvio del giacimento di Abo (Eni operatore con il 50,19%); (iii) Australia, per l'avvio del giacimento di Woollybutt (Eni operatore con il 65%); (iv) Algeria, per l'avvio dei giacimenti di Ourhoud (quota Eni 4,59%) e di ROM Est (Eni operatore con il 50%); (v) Iran, per l'avvio dei giacimenti di Balal (quota Eni 38,25%) e di Darquain (Eni operatore con il 60%); (vi) Venezuela, nel giacimento di Dación (Eni operatore con il 100%); (vii) Kazakhstan, nel giacimento di Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), e in Italia per gli incrementi produttivi del giacimento di Val d'Agri. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate in Angola, a seguito della fermata per manutenzione sul giacimento di Kuito (quota Eni 20%), dal declino produttivo di giacimenti maturi in Congo e in Egitto, nonché dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



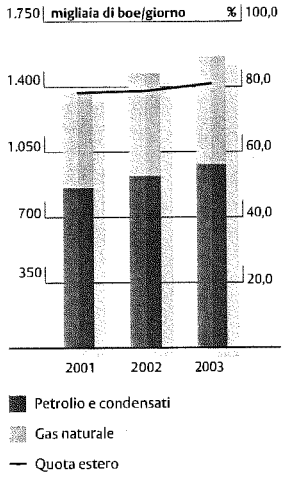
La produzione giornaliera di gas naturale (581 mila boe) è aumentata di 30 mila boe, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Pakistan, per l'avvio dei giacimenti di Bhit (Eni operatore con il 40%) e di Sawan (quota Eni 23,7%), nonché per l'entrata a regime del giacimento di Miano (quota Eni 15,16%) e di Zamzama (quota Eni 17,75%); (ii) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (iii) Trinidad & Tobago, per l'entrata a regime dei giacimenti del Blocco NMCA-1 (quota Eni 17,31%); (iv) Nigeria, per l'incremento dei volumi di gas naturale trattati presso l'impianto di Bonny (quota Eni 10,4%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e negli Stati Uniti.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 556,2 milioni di boe. Il minor volume rispetto alla produzione di 13,8 milioni di boe è dovuto essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (9,5 milioni di boe) nonché all'accumulo temporaneo di scorte tecniche legate al processo di commercializzazione e ai minori ritiri di idrocarburi all'estero rispetto alle quote di diritto (over/underlifting[4]) di 2 milioni di boe.

La produzione venduta di petrolio e condensati (354,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% al settore Refining & Marketing (75% nel 2002). La produzione venduta di gas naturale (32,73 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 43% al settore Gas & Power (44% nel 2002).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



AFRICA SETTENTRIONALE

In *Algeria* sono state effettuate tre nuove scoperte di petrolio nel Blocco 404 (quota Eni 25%) nel deserto algerino Sud Orientale nei pressi del confine con la Tunisia con i pozzi HBNE-1 (perforato a 5 chilometri dal campo di Hassi Berkine), SFSW-1 e Bkne-Aac-A. I tre pozzi esplorativi, perforati a profondità comprese tra i 3.250 e i 3.400 metri, hanno erogato in fase di test tra i 3 e i 4 mila barili/giorno.

Nel permesso Zemoul el Kbar (Eni operatore con il 100%) il pozzo di appraisal REC 2-H ha rinvenuto la presenza di idrocarburi a una profondità di circa 3 mila metri erogando oltre 8 mila barili/giorno di petrolio. Nell'ottobre 2003 è stata dichiarata la commerciabilità del giacimento.

Nella seconda metà del 2003 è entrato in produzione il giacimento ROME (Eni operatore con il 50%) con un livello iniziale di circa 3 mila barili/giorno.

È in corso l'assegnazione del contratto per l'ampliamento del centro di trattamento del giacimento ROM che consentirà di aumentare la capacità da 7 a oltre 23 mila barili/giorno,

(4) Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/underlifting.

nonché l'installazione di un'unità di trattamento e di compressione del gas e di un gasdotto per il trasferimento al centro di Bir Rebaa.

È stato completato il progetto Ourhoud (quota Eni 4,59%) per lo sviluppo del giacimento di petrolio dei Blocchi 404, 405 e 406 a oltre 300 chilometri a Sud-Est di Hassi Messaoud. Nel 2003 il giacimento ha prodotto 174 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni).

In *Egitto* sono stati assegnati all'Eni con il ruolo di operatore due permessi esplorativi: Ras el Ush e South Ferain situati nel Golfo di Suez con quote di partecipazione, rispettivamente, del 75% e del 70%. La campagna esplorativa prevede la perforazione di tre pozzi in entrambi i permessi. A seguito della partecipazione al Bid Round 2002, sono stati assegnati i Blocchi 24 e 26 Offshore Mediterranean e il Blocco 10 Western Desert nel Bid Round 2003; si è in attesa della ratifica da parte del Parlamento egiziano dell'assegnazione delle licenze all'Eni.

Nel 2003 sono stati effettuati più di 150 interventi di workover su pozzi dei giacimenti di Belayim Marine e Belayim Land (quota Eni 50%), situati nella penisola del Sinai.

Nella stessa area sono stati perforati quattro nuovi pozzi esplorativi (BM-75, Belayim Land Bay North-1, Sinai South-1 e Sinai NW-1). I primi tre pozzi, mineralizzati, sono stati allacciati alle facility di produzione esistenti e hanno consentito di incrementare le riserve recuperabili di circa 27 milioni di boe.

Sono in corso le attività di sviluppo dei giacimenti di gas delle concessioni di: (i) North Port Said (ex Port Fouad, quota Eni 50%) situata nell'offshore a circa 40 chilometri a Nord di Port Said a una profondità d'acqua compresa tra 20 e 90 metri. Gli interventi riguardano lo sviluppo del giacimento Nouras e l'ampliamento del terminale di el Gamil. Gli interventi hanno consentito di aumentare la produzione giornaliera di gas naturale di 3 mila boe in quota Eni; (ii) Baltim (quota Eni 25%) situata nell'offshore a Nord del Delta del Nilo a una distanza dalla costa compresa tra i 10 e i 45 chilometri. Gli interventi riguardano l'installazione di una piattaforma su Baltim North, la perforazione di 4 pozzi di sviluppo, il completamento di un quinto pozzo già perforato e la posa di un gasdotto. L'entrata in produzione di queste facility è prevista nel 2005 per mantenere il livello produttivo contrattuale di 6 milioni di metri cubi/giorno (37 mila boe/giorno); (iii) Temsah (Eni operatore con il 25%) situata tra il Delta del Nilo e Port Said a una distanza dalla costa di circa 60 chilometri. Gli interventi riguardano l'installazione di una piattaforma di produzione con 8 pozzi, di cui 4 perforati, che saranno collegati alla piattaforma esistente Temsah North West. L'entrata in produzione di queste facility è prevista a fine 2004 e consentirà di mantenere il livello produttivo contrattuale di 13,6 milioni di metri cubi/giorno (83 mila boe/giorno).

In *Libia* è in corso lo sviluppo congiunto dei giacimenti a gas, olio e condensati di Wafa, situato nel permesso NC-169A, 520 chilometri a Sud-Ovest di Tripoli, e di Bahr Essalam, situato nel permesso NC-41 nell'offshore mediterraneo, a 110 chilometri a Nord di Tripoli, con riserve recuperabili in quota Eni di circa 950 milioni di boe. L'Eni è operatore dei due giacimenti con una quota del 50%.

Nell'ambito dello sviluppo onshore (Wafa) sono stati perforati 25 pozzi (17 a gas e 8 a olio) dei 30 previsti ed è stato completato il workover di 8 pozzi esistenti (5 a gas e 3 a olio); è in corso la costruzione delle facility e la posa di pipeline di collegamento con l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica. Nell'ambito dello sviluppo offshore (Bahr Essalam), è in corso la costruzione della piattaforma Sabratha e delle relative infrastrutture, nonché dell'impianto di Mellitah. In agosto è stata avviata la posa del gasdotto della lunghezza di 520 chilometri per l'esportazione in Italia della produzione di gas naturale dei due giacimenti (v. "Gas & Power - Iniziative di sviluppo"). L'avvio del giacimento di Wafa è atteso nel quarto trimestre 2004 con una produzione in quota Eni prevista di 65 mila boe/giorno. Nel giugno 2005 è atteso l'avvio del giacimento di Bahr Essalam con un livello iniziale in quota Eni di 61 mila boe/giorno. Il picco produttivo dei due giacimenti (128 mila boe/giorno in quota Eni) è atteso nel 2006.

Nel permesso NC-174, a circa 860 chilometri a Sud di Tripoli, continua lo sviluppo del giacimento di petrolio Elephant. Oltre agli impianti di trattamento, lo sviluppo prevede la perforazione di 29 pozzi produttori, 8 pozzi d'iniezione d'acqua e 14 pozzi per produrre l'acqua da iniettare. La produzione è stata avviata, in early production, nel gennaio 2004

utilizzando le strutture esistenti nell'area. Per raggiungere la piena capacità produttiva di 150 mila barili/giorno sarà realizzata una pipeline di collegamento con il terminale di Mellitah della lunghezza di 725 chilometri. Il picco di produzione in quota Eni è previsto nel 2007 con 32 mila barili/giorno.

AFRICA OCCIDENTALE

In *Angola* nell'offshore è stato perforato nel Blocco 14 (quota Eni 20%) il pozzo di appraisal Negage-2 a 10 chilometri di distanza dal pozzo di scoperta Negage-1 che ha rinvenuto la presenza di una colonna mineralizzata a gas e olio. Nel Blocco 15 (quota Eni 20%) sono state effettuate quattro nuove scoperte di petrolio: (i) Bavuca-1, che ha erogato in fase di test 2 mila barili/giorno; (ii) Kakocha-1, che ha erogato in fase di test oltre 4 mila barili/giorno; (iii) Tchihumba-1, che ha erogato in fase di test oltre 5 mila barili/giorno; (iv) Clochas-1, che ha erogato in fase di test 2 mila barili/giorno. Sono stati perforati con esito positivo tre pozzi di appraisal di precedenti scoperte di petrolio: Saxi-2, Batuque-2 e Mondo 3/A (ciascuno ha erogato oltre 5 mila barili/giorno).

Proseguono le attività di sviluppo "Fasi A-B" nell'area denominata Kizomba all'interno del Blocco 15 finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Hungo e Chokalho con riserve recuperabili di un miliardo di barili (145 milioni in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nella seconda metà del 2004; il picco produttivo di 39 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2006. Nell'ambito della Fase B finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Kissanje e Dikanza con riserve recuperabili di 910 milioni di barili (141 milioni in quota Eni), sono stati assegnati i quattro contratti di tipo EPC per la realizzazione del progetto. L'avvio della produzione è previsto nel 2006.

Nel Blocco 14 prosegue lo sviluppo dei giacimenti di Benguela/Belize/Lobito/Tomboco con riserve recuperabili di 441 milioni di barili (76 milioni in quota Eni). Lo schema di progetto prevede due fasi: la prima svilupperà i giacimenti Benguela/Belize; la seconda Lobito e Tomboco. L'avvio della produzione è previsto nel 2006.

Nel Blocco 0 (ex Cabinda B, quota Eni 9,8%) prosegue lo sviluppo dei giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco con riserve recuperabili di 438 milioni di boe (43 milioni in quota Eni). Il gas cycling su North Sanha sarà fornito da gas associato prodotto nelle aree B e C del Blocco 0 consentendo di ridurre del 50% il gas flaring del Blocco 0 (da 11 a 5,5 milioni di metri cubi/giorno). L'avvio della produzione è previsto nel terzo trimestre 2004; il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (10 mila in quota Eni) è atteso nel 2007.

In *Nigeria* sono state effettuate tre scoperte di idrocarburi all'interno di aree in produzione situate nell'onshore: (i) nel permesso OML 63 (Eni operatore con il 20%) con il pozzo Sengana River 1 Dir; (ii) nel permesso OML 11 (quota Eni 5%) con il pozzo Bonny North 2; (iii) nel permesso OML 41 (quota Eni 5%) con il pozzo Ovhor 1 Dir DNFW. I tre pozzi di scoperta sono stati preparati per l'allacciamento alle facility di produzione esistenti.

In aprile è stata avviata la produzione del livello Abo Central del giacimento di petrolio Abo (Eni operatore con il 50,19%) situato nella concessione di produzione OML 125 nell'offshore nigeriano a una profondità d'acqua compresa tra 500 e 800 metri con riserve recuperabili in quota Eni di 41 milioni di barili. Il First Oil è stato prodotto a 19 mesi dall'approvazione del progetto. Nel quarto trimestre 2003 la produzione giornaliera ha raggiunto i 25 mila barili (12 mila in quota Eni); l'obiettivo è di produrre 45 mila barili (19 mila in quota Eni) in una fase successiva di sviluppo. Abo è il primo giacimento di petrolio entrato in produzione nelle acque profonde nigeriane.

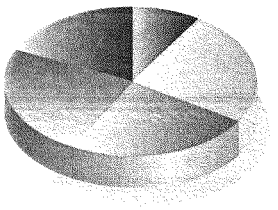
Prosegue la realizzazione della centrale di generazione di energia elettrica di Okpai (IPP project) con entrata in esercizio attesa nella seconda metà del 2004; il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e dell'Eni di riduzione del gas bruciato in atmosfera (Zero Gas Flaring).

In ottobre è stata costituita una joint venture tra tre compagnie petrolifere internazionali (quota Eni 17%) e la compagnia di Stato NNPC per la realizzazione di un nuovo impianto di liquefazione di gas naturale presso il terminale di Brass sul delta del fiume Niger. L'accordo prevede l'avvio entro la fine del 2004 dell'ingegneria di base per la realizzazione di due treni di trat-

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

migliaia di barili/giorno

981



Italia 9%
Africa Settentrionale 25%
Africa Occidentale 24%
Mare del Nord 24%
Resto del mondo 18%

tamento della capacità di circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL ciascuno (equivalenti a 7 miliardi di metri cubi di gas naturale). Il gas di alimentazione sarà fornito da giacimenti operati dall'Eni e da un'altra compagnia petrolifera internazionale. La decisione finale sull'investimento sarà presa entro la fine del 2004 al completamento degli studi preliminari.

Sono in corso le attività di sviluppo e gas gathering dell'area Land per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (quota Eni 10,4%).

L'Eni partecipa con il 5% alla NASE, la principale joint venture petrolifera del Paese che copre 43 blocchi onshore. I più importanti progetti di sviluppo in corso sono Cawthorne Channel e Forcados/Yokri. L'obiettivo dei progetti è mettere in produzione 395 milioni di boe di riserve recuperabili di petrolio con avvio della produzione atteso tra la prima metà del 2004 e il 2005. In agosto sono entrati in produzione 30 pozzi di sviluppo del giacimento EA (quota Eni 12,86%) nella zona Nord Occidentale dell'offshore del delta del fiume Niger, la produzione complessiva nel 2003 è stata di 74 mila barili/giorno con un picco di 135 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni).

Nell'ambito dello sviluppo dei due giacimenti di petrolio Okono e Okpoho nel permesso offshore OML 119 (Eni operatore con il 100%), nel gennaio 2004 è stata installata sul giacimento di Okono la FPSO Mystras della capacità di trattamento di 80 mila barili/giorno e di stoccaggio di un milione di barili in sostituzione della temporary FPSO Jamestown (della capacità di trattamento di 22 mila barili). Sono stati completati cinque pozzi di sviluppo dei sei programmati del giacimento Okpoho, la cui entrata in produzione è attesa nella prima metà del 2004. Il picco produttivo dei due giacimenti, che hanno riserve recuperabili di 214 milioni di barili (66 milioni in quota Eni), è previsto nel 2004 con un livello in quota Eni di 28 mila barili/giorno.

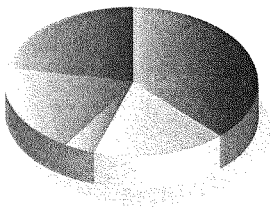
MARE DEL NORD

In *Norvegia* in marzo è stato perfezionato l'acquisto della Fortum Petroleum AS controllata dalla società finlandese Fortum Oy con un impegno finanziario complessivo di 975 milioni di dollari (compresi 719 milioni relativi all'indebitamento finanziario netto assunto). Gli asset della Fortum Petroleum (ora Eni Norge AS), localizzati nel Mare del Nord norvegese, sono costituiti in particolare dalle partecipazioni nei giacimenti in produzione di Aasgard (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%), di Brage (12,26%), di Heidrun (5,12%), nonché nel giacimento in sviluppo di Mikkel (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%) e in quello da sviluppare di Goliath (15%, operato dall'Eni con il 65% anche a seguito dell'acquisto di un'ulteriore quota del 25% da un altro partner del consorzio di sviluppo del giacimento). Fortum Petroleum possiede partecipazioni in alcune importanti infrastrutture di trasporto del gas: Haltenpipe (5%), Heidrun Gas Export (5,12%) e Aasgard Transport (5%) che collegano i giacimenti di Aasgard e Heidrun alla costa norvegese. È presente anche in Franpipe (1,29%) con il relativo terminale di Dunkerque (0,84%) in Francia e in Europipe II (3,66%) per il trasporto in Germania. A fine 2002 le riserve certe e probabili di Fortum Petroleum erano di circa 200 milioni di boe (56% petrolio e 44% gas naturale); le riserve certe erano di 159 milioni di boe. Nel 2003 la produzione giornaliera della società (44 mila boe) ha consentito di incrementare di oltre il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia. L'operazione si inquadra nella strategia di crescita delle attività upstream attraverso il rafforzamento della presenza nelle aree chiave e l'ampliamento della partecipazione in asset già posseduti al fine di generare sinergie operative.

Produzione di gas naturale per area geografica

migliaia di boe/giorno

581



Italia 38%
Africa Settentrionale 17%
Africa Occidentale 4%
Mare del Nord 19%
Resto del mondo 22%

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio l'Eni ha venduto la quota di partecipazione posseduta nel permesso PL 239 (Eni operatore con il 40%) e ha acquistato la quota del 20% nel permesso PL 264 e del 7,9% del giacimento di Tyrihans nel Mare del Nord norvegese il cui sviluppo sarà avviato nel 2004 con inizio produzione atteso nel 2007.

In marzo sono state assegnate due licenze esplorative: nel permesso 34/12 e 35/10 (quota Eni 60%) e nel permesso 31/4 East of Brage (quota Eni 12,26%).

In ottobre è entrato in produzione il giacimento Mikkel (quota Eni 14,9%) il cui sviluppo è avvenuto mediante la perforazione di 4 pozzi produttori e l'installazione di due template sottomarine. Nel 2003 il giacimento ha prodotto 2 mila boe/giorno in quota Eni; il picco produttivo di 8 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2004.

È in corso lo sviluppo del giacimento a gas e petrolio Kristin (quota Eni 9%) situato nell'area di Haltenbanken nel Mare di Norvegia dove sono in produzione i giacimenti Norne e Aasgard. L'inizio della produzione è previsto nell'ottobre 2005.

Nel *Regno Unito* in maggio è stata effettuata una scoperta di idrocarburi nel Blocco 29/5B (quota Eni 21,87%) situato nell'Area Centrale di Graben, nel Mare del Nord britannico, a circa 240 chilometri a Est di Aberdeen, con il pozzo esplorativo 29/5B-F7 che, perforato in 93 metri d'acqua e fino alla profondità totale di 6.074 metri, ha erogato in fase di test un milione di metri cubi/giorno di gas naturale (pari a circa 6 mila boe/giorno) e 2 mila barili/giorno di condensati. Il pozzo sarà allacciato alle facility di produzione del vicino giacimento di Franklin nello stesso Blocco.

Nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio di titoli minerari, sono state vendute le partecipazioni in alcuni giacimenti a gas nel Mare del Nord britannico ed è stata definita la vendita delle partecipazioni possedute nei giacimenti a gas Markham e JC3 localizzati nella parte meridionale del Mare del Nord con una produzione complessiva in quota Eni di circa 13 mila boe/giorno.

RESTO DEL MONDO

In *Arabia Saudita*, nel marzo 2004, è stata assegnata in consorzio con un'altra compagnia petrolifera internazionale e con la Saudi Aramco (Eni operatore con il 50%) la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area cosiddetta "C" di circa 52 mila chilometri quadrati situata nel bacino di Rub al Khali al confine con il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti. Il programma esplorativo prevede l'esecuzione di prospezioni geofisiche e la perforazione di 4 pozzi. Il gas scoperto sarà commercializzato sul mercato interno per la generazione di energia elettrica, desalinizzazione e alimentazione di impianti petrolchimici; i condensati e il GPL estratti dal gas saranno commercializzati sul mercato internazionale. Il progetto segna la ripresa dell'attività upstream dell'Eni nel Paese dove aveva operato agli inizi degli anni Settanta.

In *Australia* in aprile è stata avviata la produzione del giacimento Woollybutt (Eni operatore con il 65%) situato nel permesso WA-234-P al largo delle coste Nord Occidentali dell'Australia a una profondità d'acqua di circa 100 metri. Lo sviluppo del giacimento con riserve recuperabili di 13 milioni di barili in quota Eni è avvenuto mediante il completamento sottomarino di pozzi, la posa di flowline e l'utilizzo di una FPSO della capacità di stoccaggio di 600 mila barili. Il giacimento ha raggiunto nell'anno il picco di produzione di 42 mila barili/giorno.

Nel blocco WA-279-P, situato nel Golfo di Bonaparte, a circa 100 chilometri dalla costa settentrionale australiana in cui è stata effettuata la scoperta a gas di Blacktip, l'Eni ha acquistato una quota del 16,5%, portando la sua al 46,15%.

Nella zona offshore di cooperazione A tra Australia e Timor Est (ZOCA), a 500 chilometri a Nord-Ovest della costa settentrionale australiana, è stata completata la costruzione, la posa e il commissioning di piattaforme e facility del giacimento a gas e condensati Bayu Undan (quota Eni 12,04%), la cui produzione è stata avviata nel febbraio 2004.

In *Croazia* è in corso lo sviluppo dei giacimenti a gas Marica, Ika, Ida e Annamaria con riserve recuperabili di 66 milioni di boe. L'avvio dei quattro giacimenti consentirà di incrementare la produzione giornaliera in quota Eni di 7 mila boe nel 2007.

In *Indonesia* nel bacino del Kutei, è stata effettuata la scoperta di Gehem-2 nell'area esplorativa di Ganal, a 70 chilometri circa dalla costa Est dell'isola di Kalimantan. Il pozzo, perforato a una profondità totale di 5.367 metri, ha confermato l'estensione degli strati mineralizzati a gas e condensati già individuati col precedente pozzo Gehem-1 e inoltre ha individuato una nuova zona mineralizzata a olio. Sono in corso gli studi di valutazione e pre-fattibilità per una early production (first gas 2006). Il piano di sviluppo prevede l'invio del gas all'impianto di liquefazione di Bontang. Il progetto costituirebbe il primo step per il "Kutei Master Plan" finalizzato allo sviluppo integrato e per fasi di tutte le scoperte effettuate.

In *Iran* in gennaio è stata avviata la produzione di petrolio del giacimento Balal (quota Eni 38,25%) situato nell'offshore del Golfo Persico a circa 100 chilometri dall'isola di Lavan, a

una profondità d'acqua di 70 metri. In agosto la titolarità delle operazioni è stata trasferita alla compagnia di Stato NIOC, come previsto dal contratto del tipo buy-back. Nell'anno la produzione giornaliera ha raggiunto i 29 mila barili (circa 5 mila barili in quota Eni) raddoppiando il livello iniziale; il picco produttivo di 6 mila barili in quota Eni è atteso nel 2005.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Dorood (quota Eni 45%) nelle vicinanze dell'isola di Kharg; la produzione è prevista raggiungere il picco di 10 mila barili/giorno in quota Eni nel 2005.

In ottobre è entrato in produzione il giacimento di petrolio di Darquain (Eni operatore con una quota del 60%) situato nell'onshore a circa 50 chilometri a Nord-Est di Abadan. La seconda fase di sviluppo del giacimento prevede la perforazione di 19 pozzi addizionali e l'ampliamento della capacità del centro olio a 165 mila barili/giorno, nonché di quella di iniezione di gas. Il picco produttivo di 22 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas e condensati di South Pars Fasi 4 e 5 (Eni operatore con una quota del 60%) estensione a Est del North Field del Qatar nell'offshore del Golfo Persico, il più grande giacimento al mondo di gas naturale. L'avvio della produzione è atteso nella seconda metà 2004 con un livello iniziale in quota Eni di circa 8 mila boe/giorno; il picco di 71 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

In *Kazakhstan* l'Eni è operatore nell'ambito del PSA North Caspian Sea (quota Eni 16,67%) in una joint venture formata da sette compagnie petrolifere internazionali. In maggio, in conseguenza della decisione della British Gas di uscire dall'iniziativa, tutti i partner tranne uno hanno esercitato il diritto di prelazione in proporzione alle rispettive quote di interesse nell'acquisto della partecipazione della British Gas. È stato concordato con decorrenza 1° gennaio 2003 un Sale and Purchase Agreement, la cui efficacia è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle competenti Autorità kazake. A seguito dell'accordo la quota di partecipazione dell'Eni nel progetto passerà dal 16,67% al 20,372%. L'area contrattuale copre 11 blocchi della superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. All'interno dell'area è stato scoperto nel luglio 2000 il giacimento di Kashagan che, come confermato dalla successiva attività di appraisal condotta sulla struttura rappresenta la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni, con riserve recuperabili di circa 7-9 miliardi di barili (incrementabili a 13 miliardi con l'utilizzo delle tecniche di reiniezione del gas). Il 30 giugno 2002 il Consorzio guidato dall'Eni e le Autorità kazake hanno dichiarato la commercialità del giacimento di Kashagan e, a fine 2002, il Consorzio ha presentato alle Autorità kazake il piano di sviluppo del giacimento. A fine giugno 2003 è stata inoltre completata l'ingegneria di front end (FEED) relativa alla prima fase di sviluppo di Kashagan. A seguito della firma del Supplemental Agreement e di altri documenti correlati, il 25 febbraio 2004 è stato approvato il Piano di Sviluppo di Kashagan. Il piano, articolato in più fasi, prevede la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenteranno a 450 mila al compimento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Nel 2003 sono proseguite sia l'attività di appraisal del giacimento sia la campagna esplorativa sull'area contrattuale. In marzo è stata completata la fase di testing del terzo e quarto pozzo di appraisal, KE-4 e KE-5, la cui perforazione era stata avviata nel 2002. In aprile è iniziata la perforazione del quinto pozzo di appraisal, KE-6; a fine anno, completata la fase di perforazione, è stato effettuato il primo test di produzione. È stata completata con successo la perforazione e il testing di altri due pozzi esplorativi di "commitment": Kashagan SouthWest-1 e Aktote-1 avviati, rispettivamente, in aprile e in maggio 2003. Il pozzo Kashagan SouthWest-1, perforato alla profondità totale di 5.875 metri ha rinvenuto la presenza di idrocarburi e ha erogato in fase di test oltre 2 mila barili/giorno. Anche il pozzo Aktote-1, perforato alla profondità totale di 4.267 metri, ha rinvenuto la presenza di idrocarburi e ha erogato in fase di test, circa 1.500 barili/giorno. All'inizio della stagione invernale, l'attività sul sesto e ultimo pozzo esplorativo di commitment Kairan-1 avviato nei primi giorni di luglio è stata sospesa, riprenderà nella primavera del 2004.

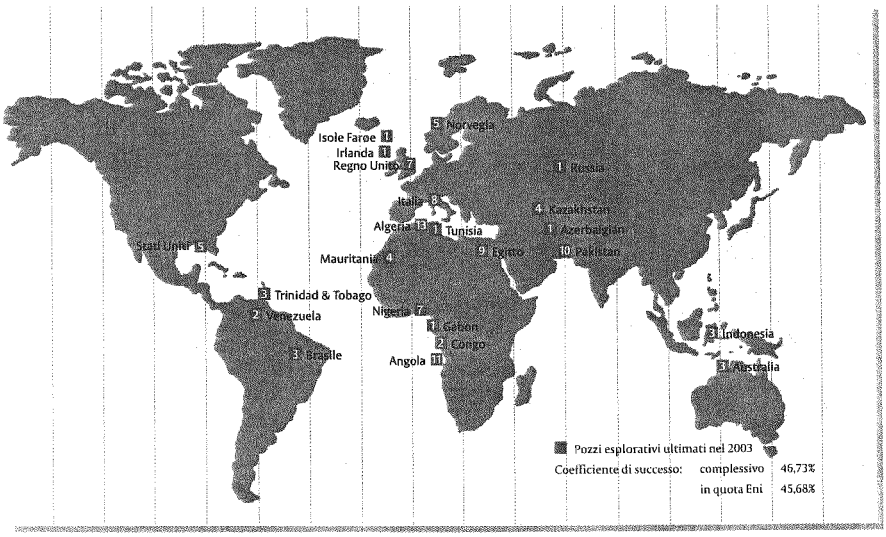
A fine maggio 2003 è stato approvato dalle Autorità kazake il piano di appraisal della struttura di Kalamkas, dove nel 2002 è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo esplorativo Kalamkas-1. Il rilievo sismico 3D è stato completato alla fine di ottobre.

L'Eni è cooperatore insieme a British Gas del progetto Karachaganak (quota Eni 32,5%) in un consorzio formato da quattro compagnie petrolifere internazionali. Lo sviluppo del giacimento a gas e condensati è previsto in diverse fasi, in accordo al Final Production Sharing Agreement. In luglio è stata completata la seconda fase che ha riguardato in particolare: (i) la realizzazione dell'impianto di trattamento dei condensati (Karachaganak Processing Complex - KPC) della capacità di 150 mila barili/giorno e della centrale di compressione per l'iniezione in giacimento di parte del gas acido prodotto (6,6 miliardi di metri cubi/anno) a pressioni di circa 500 atmosfere; (ii) la posa di un oleodotto per l'esportazione del diametro di 24 pollici e della lunghezza di 635 chilometri che collega il giacimento ad Atyrau, punto di raccordo con l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 65 mila barili/giorno. L'avvio dell'impianto KPC ha reso necessarie operazioni di ottimizzazione dei parametri di processo per la stabilizzazione e la rimozione dei mercaptani dai condensati. I lavori di ottimizzazione sono stati completati nella fase di avviamento dell'impianto. Tuttavia, questa fase ha messo in evidenza inconvenienti di tenuta meccanica nella maggior parte dei servizi ausiliari che hanno portato alla sospensione temporanea delle operazioni di messa in marcia dell'impianto KPC; sono in corso i lavori correttivi. La messa in marcia dell'impianto e la produzione relativa alla seconda fase è attesa nell'aprile 2004. In ogni caso il campo di Karachaganak continua a produrre dall'Unità 3 che invia gas e condensati agli impianti di Orenburg in Russia (circa 280 mila boe/giorno).

In *Pakistan* in gennaio è entrato in produzione il giacimento a gas Bhit (Eni operatore con il 40%) situato a 180 chilometri a Nord di Karachi con riserve recuperabili di 160 milioni di boe e una produzione a regime di circa 18 mila boe giorno in quota Eni.

Nel permesso Kadanwari (quota Eni 18,42%) è stato perforato il pozzo K14, esterno al giacimento, che è risultato mineralizzato. È in corso l'allacciamento all'impianto di trattamento. Nel blocco Sawan (quota Eni 23,68%) nel giugno 2003 è iniziata, in anticipo sui programmi, la produzione dell'impianto di trattamento del gas naturale previsto dalla fase 1 di sviluppo; a settembre è stata completata anche la fase 2 con l'aggiunta di altri 3 pozzi. La produzione a regime, attesa nel 2005, è di circa 13 mila boe giorno in quota Eni.

Nel giugno 2003 è stata completata la fase 1 di sviluppo del giacimento a gas Zamzama (quota Eni 17,75%), con riserve recuperabili di 305 milioni di boe. I due pozzi Zamzama N-1 e Zamzama E-1 hanno verificato la presenza di riserve addizionali esterne al giacimento principale, per il cui sviluppo sono in corso studi.



Attività esplorative

Negli *Stati Uniti* sono stati perforati, rispettivamente in gennaio e in maggio, il primo e il secondo pozzo di appraisal (K2-2 e K2-3) del giacimento K2 nel Blocco Green Canyon 562-3 (quota Eni 18,17%) nell'offshore del Golfo del Messico che hanno confermato le riserve recuperabili del giacimento stimate in 100 milioni di boe e rivelato un'estensione in profondità e in larghezza superiori alle previsioni iniziali. L'Eni è operatore dello sviluppo del giacimento, il cui avvio è previsto all'inizio del 2005 con il picco di 5 mila boe/giorno atteso nel 2007.

A fine novembre è stata avviata la produzione del giacimento Medusa (quota Eni 25%) situato nell'offshore profondo del Golfo del Messico a circa 64 chilometri dalle coste della Louisiana. Il giacimento scoperto alla fine del 1999, a una profondità d'acqua di 670 metri, ha riserve recuperabili di 70 milioni di boe (18 milioni in quota Eni).

In *Trinidad & Tobago* sono entrati in produzione i giacimenti di gas naturale Ixora e Chaconia, rispettivamente a luglio e settembre, nell'ambito del progetto di sviluppo congiunto dei giacimenti scoperti nel Blocco offshore NMCA-1 unitizzato con il Blocco 9 (quota Eni 17,3075%), dove è già in produzione il giacimento Hibiscus, situati a 50 chilometri a Nord di Trinidad & Tobago. Lo sviluppo dei giacimenti, con riserve recuperabili di 450 milioni di boe, prevede l'invio del gas prodotto all'impianto di liquefazione di Point Fortin da dove è esportato in Georgia per la commercializzazione sul mercato statunitense. Sono stati firmati tre contratti di fornitura del GNL; (i) due con la British Gas LNG Services entrambi con decorrenza gennaio 2004; uno della durata di 22 anni con opzione di ridurla a 17 e l'altro di 21 anni con opzione di ridurla a 14; (ii) uno con la British Gas Supply Trinidad Ltd, della durata di 10 anni con opzione di ridurla a 4 anni e con decorrenza primo trimestre 2006.

In *Venezuela* in aprile è stato approvato il progetto di sviluppo del giacimento di Corocoro (quota Eni 26%) nel Golfo di Paria Ovest. Lo sviluppo previsto in più fasi ha come primo obiettivo di raggiungere la produzione giornaliera di circa 15 mila barili in quota Eni. Lo stesso consorzio ha acquistato il 75% di un'area esplorativa situata nella parte orientale del Golfo di Paria. Nel campo di Dación (Eni operatore 100%) si è conclusa nel 2003 la Fase I dell'ampliamento delle facility di produzione, portando la capacità giornaliera di trattamento a 255 mila barili di fluido (olio e acqua). Con il completamento della Fase II (metà 2004) si potrà innalzare ulteriormente la capacità di trattamento giornaliero dei fluidi totali. Nel 2004 l'Eni ha firmato con la compagnia di Stato venezuelana (PDVSA) un accordo di cooperazione per lo studio di progetti di esplorazione e produzione di comune interesse in Venezuela, per lo sviluppo congiunto di tecnologie per l'addestramento e la formazione professionale di personale venezuelano.

ITALIA

L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i pozzi a gas: (i) Annamaria 2, terminato in gennaio nella concessione A.C14.AG (Eni 90%) nell'offshore adriatico; (ii) Elettra 2, perforato in aprile nel permesso BR250 AG (Eni 100%) nell'offshore adriatico; (iii) Panda W-1, perforato nell'offshore siciliano al largo della costa di Agrigento dove nel 2002 era stato perforato il pozzo a gas Panda 1 (Eni operatore con il 37,5%); (iv) Capparuccia 1, perforato in agosto nel permesso di Ponzano di Fermo (Eni 100%) nell'onshore marchigiano.

È in corso lo sviluppo del giacimento di petrolio Miglianico; l'avvio della produzione è previsto a inizio 2006.

Nell'ambito del progetto di sviluppo dei giacimenti della Val d'Agri, è in corso la realizzazione del quarto treno di trattamento e la perforazione di altri 11 pozzi produttori, in aggiunta ai 27 realizzati (di cui 15 in produzione). Nel 2003 la produzione giornaliera in quota Eni è stata di 55 mila boe di cui 2.500 boe dai Long Production Test di Cerro Falcone e Monte Enoc; il picco produttivo di 79 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2005.

È in corso lo sviluppo dei tre giacimenti a gas Tea, Arnica e Lavanda a 60 chilometri dalla costa adriatica. La prima produzione è prevista a inizio 2005, con il raggiungimento nello stesso anno della produzione di regime di circa 5 mila boe/giorno in quota Eni.

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio di attività, nel gennaio 2004 l'Eni ha venduto alla società Gas Plus l'intero capitale di Stargas SpA (100% Eni) cui era stato conferito il ramo d'azienda SPI, composto da: (i) 42 concessioni di coltivazione di gas naturale e condensati e da 3 permessi di ricerca concentrati principalmente nei quattro poli di produzione di Fornovo Taro (Parma), Montecorsaro (Macerata), Lucera (Foggia) e Policoro (Matera); (ii) infrastrutture di trattamento e trasporto gas; (iii) terreni e fabbri-

cati; (iv) la partecipazione nella società Reggente (81,63%). Il completamento della transazione è previsto nell'aprile 2004. Nel 2003 la produzione di Stargas è stata di circa 5 mila boe/giorno, prevalentemente gas.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici (5.681 milioni di euro) sono aumentati di 66 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'1,2%.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 635 milioni di euro (di cui il 91% all'estero). All'estero l'attività esplorativa ha riguardato essenzialmente i seguenti paesi: Kazakhstan, Egitto, Norvegia, Stati Uniti, Nigeria e Angola; in Italia la ricerca esplorativa ha riguardato principalmente l'offshore del Mar Ionio e del Mare Adriatico, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree onshore dell'Italia Centro Meridionale e della Sicilia.

Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 5.015 milioni di euro (di cui il 91% all'estero). All'estero gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare i seguenti paesi: Libia, Iran, Angola, Nigeria, Egitto e Kazakhstan; in Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri.

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita dall'Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'articolo 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio[5] rilasciate dal Ministero delle attività produttive.

Con la delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stogit ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha impugnato le delibere n. 26/2002 e n. 49/2002 per ottenerne l'annullamento davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Il 3 febbraio 2004 la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza di primo grado. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dall'Autorità.

La Stogit ha progredito nella riorganizzazione delle attività, ottimizzando i processi e le risorse, al fine di migliorare l'efficienza dei servizi richiesti nell'ambito della regolazione e di ampliare la gamma degli altri servizi offerti. Dall'inizio dell'attività la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi verso terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 35%.

(5) Di cui due attualmente non operative.

		2001	2002	2003
Capacità disponibili				
Modulazione e minerario	(miliardi di metri cubi)	6,3	7,1	**7,1**
Quota utilizzata dall'Eni	(%)	89	66	**53**
Strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	**5,1**
Clienti di modulazione e minerario	(numero)	4	14	**24**

gas & power

È stata avviata in agosto la posa del gasdotto sottomarino Greenstream, la nuova via d'importazione di gas naturale in Italia. L'infrastruttura collegherà Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia coprendo circa 520 chilometri alla profondità massima di circa 1.130 metri e trasporterà a regime 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 miliardi in quota Eni) provenienti dai giacimenti libici. I volumi disponibili a regime sono stati già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura a lungo termine contribuendo all'ulteriore apertura del mercato del gas in Italia. Il completamento dei lavori di posa è previsto entro il 2004

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale del settore gas, è stato acquistato il 50% della società spagnola Unión Fenosa Gas con un investimento di 442 milioni di euro. Attiva in tutte le fasi della catena del gas naturale, attraverso diverse società controllate, Unión Fenosa Gas rappresenta un partner importante per l'Eni nel conseguimento dell'obiettivo di sviluppare una presenza significativa nel mercato spagnolo del gas naturale che presenta interessanti prospettive di crescita

Nel corso dell'anno sono state avviate le forniture alla società di Stato turca Botas del gas di provenienza russa trasportato attraverso il sistema sottomarino Blue Stream che collega la costa russa alla costa turca del Mar Nero. Nel 2003 la Botas ha ritirato circa 1,3 miliardi di metri cubi di gas (633 milioni in quota Eni). I volumi di gas trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente per raggiungere a regime, nel 2010, circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni)

Prosegue l'attuazione del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica con l'obiettivo di raggiungere circa 5,3 gigawatt di potenza installata entro il 2006. Gli investimenti previsti ammontano complessivamente a circa 2,3 miliardi di euro di cui 1,2 già realizzati. Nell'ambito di tale sviluppo, nel 2003 è stata avviata la realizzazione di centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale della potenza di 3,8 gigawatt presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Mantova e Ravenna. La marcia commerciale della potenza in corso di installazione è prevista in successive fasi tra il 2004 e l'inizio del 2006. A regime i volumi di gas naturale dell'Eni destinati alla produzione di energia elettrica raggiungeranno i 6-7 miliardi di metri cubi/anno

Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di circa 50 milioni di euro

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi	16.098	15.297	**16.068**
Utile operativo	3.672	3.244	**3.627**
Investimenti tecnici	1.065	1.315	**1.760**
Investimenti in partecipazioni	128	158	**3.156**
Dipendenti a fine periodo (numero)	14.286	13.317	**12.982**

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2003 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla distribuzione primaria sono stati di 66,42 miliardi di metri cubi con un aumento di 2,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 3,7%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (54,30 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'82% del totale (80% nel 2002) con un aumento di 2,94 miliardi di metri cubi, pari al 5,7%, riguardante essenzialmente gli acquisti per trading (1,17 miliardi di metri cubi), in particolare di gas di produzione Eni nel Regno Unito, le forniture dalla Norvegia (0,61 miliardi di metri cubi), dalla Russia (0,3 miliardi di metri cubi, a seguito dell'entrata a regime del contratto di fornitura stipulato nel 1996) e dalla Croazia (0,34 miliardi di metri cubi). L'aumento degli acquisti di GNL da "Altri" è connesso all'esecuzione del contratto di fornitura di gas alla società Iberdrola.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale (12,12 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato il 18% del totale approvvigionato (20% nel 2002) con una diminuzione di 0,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%.

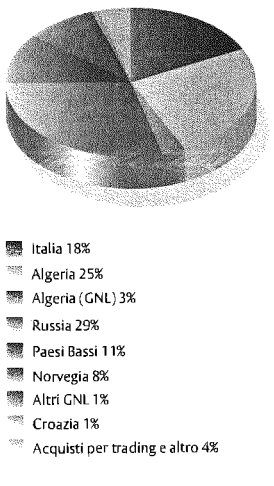
Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,84 miliardi di metri cubi (nel 2002 vi era stata un'immissione di 1,43 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamento di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2001	2002	2003
Italia	14,62	12,67	**12,12**
Russia	19,51	18,62	**18,92**
Algeria	18,39	16,35	**16,53**
Paesi Bassi	7,00	7,55	**7,41**
Norvegia	1,10	4,83	**5,44**
Croazia		0,31	**0,65**
Acquisti per trading e altro		1,48	**2,65**
Algeria (GNL)	1,79	1,92	**1,98**
Altri (GNL)		0,30	**0,72**
Estero	47,79	51,36	54,30
Totale acquisti distribuzione primaria (1)	62,41	64,03	66,42
Prelievi (immissioni) da stoccaggio	0,13	(1,43)	**0,84**
Perdite di rete e differenze di misura	(0,58)	(0,14)	**(0,24)**
Disponibilità per la distribuzione primaria	61,96	62,46	67,02
Disponibilità per la distribuzione secondaria all'estero	3,91	3,79	4,44
	65,87	66,25	71,46

(1) Dal 2003 il settore Gas & Power è responsabile dell'attività di commercializzazione, prevalentemente nel Mare del Nord, di gas di acquisto svolta in precedenza direttamente dal settore Exploration & Production. Ai fini di consentire un confronto omogeneo, i volumi acquistati e venduti nel 2002 sono stati rettificati in aumento di 1,70 miliardi di metri cubi.

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria per area geografica



Vendite di gas naturale

Nel 2003 le vendite di gas naturale (71,46 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 5,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 7,9%.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (65,12 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,68 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 7,7%.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,39 miliardi di metri cubi, pari allo 0,8%, a seguito delle maggiori vendite al settore termoelettrico (+2,55 miliardi di metri cubi) e del clima più rigido, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite al settore industriale (-1,09 miliardi di metri cubi) e ai grossisti (-1,07 miliardi di metri cubi) dovuta all'azione della concorrenza.

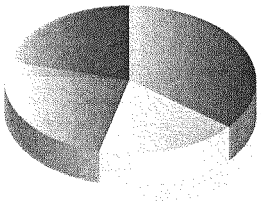
Le vendite nel resto d'Europa (14,15 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,25 miliardi di metri cubi, pari al 42,9%, a seguito essenzialmente: (i) della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine a operatori del settore (1,54 miliardi di metri cubi); (ii) della crescita dell'attività di commercializzazione nel Nord Europa (1,22 miliardi di metri cubi); (iii) dell'avvio nella seconda metà del 2002 della fornitura di GNL alla società elettrica spagnola Iberdrola (0,70 miliardi di metri cubi) e nel febbraio 2003 delle forniture di gas al mercato turco attraverso il gasdotto Blue Stream (0,63 miliardi di metri cubi).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (4,44 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,65 miliardi di metri cubi, pari al 17,2%, a seguito dell'aumento dei consumi, prevalentemente sul mercato ungherese, e dell'acquisto di tre società di distribuzione locale di gas naturale in Ungheria.

I volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (1,90 miliardi di metri cubi; 2,02 miliardi nel 2002) riguardano essenzialmente le forniture all'EniPower (0,72 miliardi), nel segmento termoelettrico, nonché alla Polimeri Europa (0,31 miliardi) e al settore Refining & Marketing (0,24 miliardi di metri cubi) nel segmento industriale.

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria e autoconsumi

miliardi di metri cubi
67,02



Grossisti 36%
Industriali 18%
Termoelettrici 22%
Autoconsumi 3%
Resto d'Europa 21%
Altre estero 0%

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2001	2002	2003
Italia	58,89	50,54	50,93
Grossisti (aziende distributrici)	30,83	25,14	**24,07**
Industriali	15,25	12,92	**11,83**
Termoelettrici	12,81	12,48	**15,03**
Resto d'Europa	3,07	9,90	14,15
Altre estero			0,04
Vendita a terzi della distribuzione primaria	61,96	60,44	65,12
Vendita della distribuzione secondaria all'estero	3,91	3,79	4,44
Totale vendite a terzi	65,87	64,23	69,56
Autoconsumi Eni		2,02	1,90
Vendite a terzi e autoconsumi Eni	65,87	66,25	71,46

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1, lettere a) e b), del D.Lgs. n. 164/2000.

Trasporto di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,37 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,97 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 2,65%, a seguito principalmente dell'incremento dei volumi immessi da parte di Edison Gas, solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (2,82 miliardi di metri cubi).

Nel 2003 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 3,46 miliardi di metri cubi di gas naturale, effettuando 123 scarichi da navi metaniere (117 nell'anno precedente).

Volumi di gas naturale trasportati			(miliardi di metri cubi)
	2001	2002	2003
Italia [1]			
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	58,17	54,56	51,74
Per conto terzi	11,41	19,84	24,63
Enel	6,28	8,28	9,18
Edison Gas	2,98	5,34	7,49
Altri	2,15	6,22	7,96
	69,58	74,40	76,37

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

Distribuzione primaria

Unión Fenosa Gas

In luglio, dopo le autorizzazioni da parte delle Autorità antitrust europee e del Governo spagnolo, è stato acquistato il 50% della società spagnola Unión Fenosa Gas (l'altro 50% è posseduto dalla Unión Fenosa SA), con un investimento, inclusi i costi accessori, di 442 milioni di euro. L'operazione è stata finalizzata mediante un aumento di capitale della Unión Fenosa Gas di 16 milioni di euro (corrispondente al 50% del capitale sociale post aumento), più un sovrapprezzo di 425 milioni di euro, sottoscritto interamente dall'Eni. Unión Fenosa Gas è attiva soprattutto nell'approvvigionamento e nella commercializzazione di gas naturale ai clienti finali e al settore della generazione di energia elettrica in Spagna e, seppure in misura minore, nel settore della distribuzione del gas. È presente nel segmento del GNL con l'impianto di liquefazione della capacità di oltre 7 miliardi di metri cubi/anno presso Damietta sulla costa egiziana, in corso di realizzazione; partecipa inoltre negli impianti spagnoli di rigassificazione in fase di realizzazione di Reganosa e Sagunto, con quote rispettivamente del 19% e del 45%.

Tigaz

In luglio la Tigaz (controllata dall'Eni con il 50%) ha acquistato la quota di maggioranza di tre società di distribuzione di gas naturale – Mol-Gàz (ora Tigaz 2), Zsàmbèrkgàz e Turulgàz – di proprietà della società di Stato MOL con un esborso complessivo di 68 milioni di euro. Le società distribuiscono 400 milioni di metri cubi/anno di gas naturale nelle regioni centro-settentrionali del Paese a circa 150 mila clienti in 407 centri urbani.

Galp

Nel febbraio 2004 è stato firmato l'accordo con il Governo portoghese per la riorganizzazione della società Galp Energia nell'ambito del processo di ristrutturazione del settore energetico portoghese. L'accordo comporta la concentrazione dell'interesse dell'Eni nell'attività gas con l'acquisto del 49% del capitale di Gas de Portugal e la riscossione del corrispettivo della vendita a una società di Stato portoghese della partecipazione del 33,34% posseduta nella Galp Energia. La vendita della partecipazione nella Galp Energia realizza il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi svolta in Portogallo attraverso la società.

Blue Stream

In febbraio sono state avviate le forniture di gas alla società di Stato turca Botas; nel 2003 Botas ha ritirato circa 1,3 miliardi di metri cubi di gas (633 milioni in quota Eni). I volumi trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente negli anni successivi fino a raggiungere a regime nel 2010 circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni). È previsto entro il 2004 il completamento dei lavori di costruzione della centrale di compressione di Beregovaya.

Greenstream

In agosto sono iniziati i lavori di posa del gasdotto sottomarino Greenstream che collegherà Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia per l'importazione dei volumi di gas (8 miliardi di metri cubi/anno a regime, di cui 4 in quota Eni) provenienti dai giacimenti libici. La condotta, del diametro di 32 pollici e lunga 520 chilometri, sarà posata dal mezzo navale della Saipem Castoro 6 alla profondità massima di 1.130 metri. Il completamento del progetto è previsto entro il 2004. Sulla rete nazionale di gasdotti sarà posata una condotta di raccordo da Gela a Enna del diametro di 36 pollici e della lunghezza di 67 chilometri, che consentirà di convogliare il gas nel gasdotto Mazara del Vallo-Minerbio, saranno inoltre installati tre nuovi gruppi di compressione.

Cessione ramo d'azienda Tanker

Nell'ambito della strategia di concentrazione nel core business e di razionalizzazione delle altre attività, in settembre è stato venduto alla Carbofin Energia Trasporti il ramo d'azienda Trasporti Petroliferi. Il corrispettivo è stato di 52 milioni di euro.

Medgaz

È stata venduta a Iberdrola Gas la partecipazione del 12% nella "Sociedad para el Estudio y la Promocion del Gasoducto Argelia Europa, via España, SA" (Medgaz), società che sta effettuando uno studio di fattibilità relativo alla realizzazione di un sistema di trasporto sottomarino di gas che colleghi l'Algeria alla Spagna. Il corrispettivo della cessione è stato di 0,8 milioni di euro, corrispondente al valore nominale della partecipazione.

Distribuzione secondaria

È stato acquistato, con un esborso di 17 milioni di euro, il 49% della Fiorentina Gas Vendita SpA che con atto di fusione del 19 dicembre 2003 è stata incorporata nella Fiorentina Gas Clienti SpA sua controllata, che commercializza il gas naturale e fornisce i relativi servizi.

Nell'ambito delle strategie di alleanze con le società municipalizzate, è stata deliberata la fusione per incorporazione di Publienergia SpA, società operante nelle province di Pistoia ed Empoli, nella Ages SpA, società nella quale Italgas SpA, tramite la sua controllata Partecipazioni Industriali SpA, possiede il 46,07%. A seguito della fusione l'Ages SpA, che modificherà la sua denominazione sociale in Toscana Gas SpA, diverrà il secondo operatore regionale (il settimo a livello nazionale), con un volume di vendita di gas di circa 470 milioni di metri cubi/anno. Nell'ambito della stessa operazione, il 17 dicembre 2003, l'Italgas SpA ha acquistato dall'Acea il 15% della Partecipazioni Industriali SpA con un esborso di 8 milioni di euro che ha consentito di ottenere il controllo del 100% della società.

Cessione del business idrico

Il Consiglio di Amministrazione dell'Italgas SpA, nella riunione del 15 marzo 2004, ha avviato il processo di vendita delle partecipazioni possedute nella Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili pA (67,05%) e nell'Acquedotto Vesuviano SpA (100%). L'iniziativa sarà attuata per le due società con procedure separate e si inquadra nella strategia di concentrazione nel core business perseguita dall'Italgas.

Quadro normativo

Distribuzione primaria

Decreto legislativo n. 164/2000 - take or pay

Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, "Decreto Letta" (di seguito D.Lgs. n. 164/2000) di recepimento della direttiva 98/30/CE sulla liberalizzazione del mercato interno del gas naturale, ha dettato norme che hanno impatto sull'operatività dell'Eni, presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali a tutti gli operatori commisurati a una percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di trasporto primario di gas naturale (sia di importazione sia di produzione nazionale) ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo[1] di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio, dell'utilizzo dei terminali di GNL e di distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i principali operatori di paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 17 anni. I contratti in essere, che contengono clausole "take or pay", assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria 1,5). I prelievi minimi contrattuali (take or pay) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Pur considerando che una quota del gas disponibile viene venduta all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione del quadro normativo costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti con clausole di take or pay.

Nel 2003, i ritiri di gas dell'Eni sono risultati complessivamente inferiori agli obblighi minimi di prelievo; l'Eni verserà la somma di circa 6 milioni di euro che le dà il diritto, esercitabile entro 10 anni, di ritirare circa 540 milioni di metri cubi di gas naturale, previo versamento della residua quota di prezzo e una volta soddisfatti gli obblighi minimi di prelievo di anno in anno applicabili. Allo stato si prevede di recuperare l'esborso con il ritiro di tali volumi già nel 2004.

Direttiva 2003/55/CE

Il 4 agosto è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che abroga la Direttiva 98/30/CE; gli Stati membri devono recepire la nuova direttiva entro il 1° luglio 2004.

I punti salienti della Direttiva 2003/55/CE sono:

- designazione da parte degli Stati Membri dei gestori delle reti di trasporto, distribuzione, stoccaggio del gas naturale e GNL;

(1) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. n. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei terti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

- separazione giuridica dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate; la separazione non si estende alla proprietà degli asset di trasporto e di distribuzione. La separazione societaria delle attività di trasporto e distribuzione dalle altre attività del settore del gas è già prevista dal D.Lgs. n. 164/2000, ma la direttiva prevede obblighi più specifici denominati "separazione funzionale": in particolare vengono poste delle condizioni restrittive alla mobilità del management fra trasportatore/distributore e soggetto controllante verticalmente integrato;
- accesso dei terzi su basi non discriminatorie ai sistemi di trasporto, di distribuzione, agli impianti di GNL, agli impianti di stoccaggio, nonché ai gasdotti upstream; l'accesso al sistema è regolato; la possibilità di optare anche per l'accesso negoziato è prevista solo nel caso degli impianti di stoccaggio in alternativa all'accesso regolato;
- la possibilità di rifiutare l'accesso ai sistemi è prevista nelle seguenti fattispecie: (i) capacità insufficiente; (ii) adempimento degli obblighi di servizio pubblico; (iii) gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti con impegni di take or pay. In virtù delle suddette previsioni, i contratti con impegni di take or pay possono beneficiare di una deroga alla disciplina dell'accesso dei terzi. Lo Stato membro o l'autorità di regolamentazione competente accordano la deroga su richiesta dell'impresa interessata dandone immediata comunicazione alla Commissione Europea. Nel decidere in merito alla deroga all'accesso regolato, lo Stato membro o l'autorità di regolamentazione valutano, tra gli altri, i seguenti aspetti: (i) la gravità delle difficoltà economiche e finanziarie incontrate dalle imprese di gas naturale, dalle imprese di trasporto o dai clienti; (ii) la misura in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe potuto ragionevolmente prevedere il probabile insorgere delle gravi difficoltà. La Direttiva chiarisce che non sussistono le gravi difficoltà per le imprese di gas naturale qualora: a) le vendite di gas non scendano al di sotto degli impegni minimi di ritiro; b) il contratto di take or pay possa essere adeguato; c) l'impresa possa trovare sbocchi alternativi;
- applicazione della disciplina della deroga all'accesso regolato di terzi. In particolare l'articolo 22 della Direttiva 2003/55/CE prevede per le principali nuove infrastrutture ("major new gas infrastructure") e per i potenziamenti nelle infrastrutture esistenti la possibilità di derogare, in favore dei soggetti che sostengono gli investimenti, ai criteri generali di accesso previsti dalla direttiva stessa (accesso regolato). Questa deroga, volta a incentivare l'investimento in nuova capacità, sarà concessa attraverso una procedura "caso per caso";
- apertura del mercato del gas: i termini previsti dalla direttiva per il riconoscimento della qualifica di "cliente idoneo" sono più lunghi di quelli previsti dal D.Lgs. n. 164/2000 che già dal 1° gennaio 2003 estende tale qualifica a tutti i clienti e sono: dal 1° luglio 2004 per tutti i clienti finali non civili e dal 1° luglio 2007 per tutti gli altri.

D.D.L. Riforma e riordino del settore energetico

Il Disegno di legge A.S.2421 - Riordino settore energetico, di seguito D.D.L. - è in corso di approvazione. Il testo del provvedimento è stato approvato dalla Camera ed esaminato dalla Commissione industria del Senato che ha approvato alcuni emendamenti. Il provvedimento è ora all'esame dell'aula del Senato. Tra le norme del D.D.L., nell'attuale formulazione, assume rilevanza la "deroga al diritto di accesso di terzi" prevista a beneficio dei soggetti che sostengono gli investimenti di realizzazione di nuove infrastrutture, o potenziamenti delle stesse, di:

- interconnessione tra Stati Membri dell'UE e rete nazionale dei gasdotti, terminali GNL o stoccaggi in sotterraneo in Italia per una quota pari al massimo al 70% della nuova capacità realizzata e per un periodo massimo di quindici anni;
- interconnessione tra Stati non UE e rete nazionale dei gasdotti, per una quota pari al 70% della corrispondente nuova capacità realizzata per un periodo di quindici anni.

Le aziende operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale con concessione o affidamento di servizi pubblici locali ovvero la gestione delle reti (a eccezione delle atti-

vità di vendita) non possono esercitare attività in regime di concorrenza nei servizi post-contatore, nei territori interessati dalla concessione/affidamento, nemmeno con società collegate o partecipate.

È abrogato l'obbligo in capo alle aziende distributrici relativi alla sicurezza post-contatore.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Codice di rete di Snam Rete Gas

Con delibera 1° luglio 2003, n. 75 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) ha approvato il Codice di rete della Snam Rete Gas che stabilisce le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento della rete di trasporto. Il Codice di rete, conformemente a quanto stabilito dal decreto n. 164/2000 di apertura del mercato del gas, è stato redatto nel rispetto dei criteri stabiliti dall'Autorità con la delibera n. 137/2002 volti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento.

Il Codice di rete disciplina il conferimento della capacità di trasporto, gli obblighi del trasportatore e dell'utente e la procedura mediante la quale gli utenti possono cedere capacità ad altri utenti. Il Codice di rete introduce nel sistema di trasporto italiano il "Punto di Scambio Virtuale" presso il quale gli utenti possono effettuare transazioni di compravendita di gas a frequenza giornaliera. Tale mercato telematico, avviato il 1° ottobre 2003, è operativo sul sito internet di Snam Rete Gas.

Il conferimento della capacità di trasporto in corrispondenza dei punti di ingresso alla rete nazionale di gasdotti (punti di interconnessione con i gasdotti di importazione dall'estero) avviene su base pluriennale, fino a un massimo di cinque anni termici, o annuale. I soggetti legittimati a chiedere conferimenti pluriennali di capacità di trasporto sono i titolari di contratti di importazione pluriennali nel limite della quantità contrattuale media giornaliera, incrementata per l'anno termico 2003-2004 di un terzo della differenza rispetto alla quantità contrattuale massima giornaliera. La capacità di trasporto disponibile è conferita in via prioritaria ai soggetti titolari di contratti di importazione con clausole di take or pay sottoscritti anteriormente al 10 agosto 1998 (data di entrata in vigore della direttiva 98/30/CE) e applicando il meccanismo della ripartizione pro-quota, nel rispetto delle suddette priorità, qualora in un anno termico del quinquennio le richieste di capacità fossero superiori alle capacità disponibili.

I soggetti legittimati a chiedere conferimenti annuali di capacità di trasporto sono i titolari di contratti di importazione di durata annuale o inferiore all'anno e i titolari di contratti di importazione pluriennali nel limite, rispettivamente, della quantità contrattuale massima giornaliera e della differenza tra la quantità contrattuale massima giornaliera e la quantità contrattuale media giornaliera. La capacità di trasporto disponibile è conferita in via prioritaria ai soggetti titolari di contratti di importazione annuali e ai soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali e applicando il meccanismo della ripartizione pro-quota qualora nell'anno termico le richieste di capacità fossero superiori alle capacità disponibili.

Accordo con Gazprom - eliminazione della clausola di destinazione territoriale

L'accordo stipulato dall'Eni con Gazexport (Gazprom) consente all'Eni di cedere il gas acquistato da Gazexport (Gazprom) in paesi diversi dall'Italia; viene perciò eliminata la clausola di cosiddetta destinazione territoriale per il mercato italiano; Gazexport (Gazprom) dal canto suo potrà vendere il proprio gas ad altri operatori italiani del settore. L'accordo è stato sottoposto alla Commissione Europea che ha chiuso l'indagine avviata in relazione alle clausole di destinazione gas stabilite nei contratti di approvvigionamento tra l'Eni e la Gazexport (Gazprom). A fronte della chiusura dell'indagine, la Commissione ha chiesto all'Eni l'assunzione di determinati impegni addizionali di carattere pro concorrenziale, in particolare: (i) la messa a disposizione all'estero di volumi di gas acquistato dalla Gazexport (Gazprom); (ii) l'impegno a promuovere il potenziamento del gasdotto TAG (Austria) di importazione in Italia con tempi coerenti con la decisione di terzi di realizzare terminali GNL in Italia.

Autorità per l'energia elettrica e il gas e Autorità garante della concorrenza e del Mercato - indagine conoscitiva sui mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Il 20 febbraio 2003 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato hanno avviato due indagini conoscitive sui mercati dell'energia elettrica e del gas naturale al fine di verificare il grado di concorrenza nella struttura dell'offerta e nelle condizioni di prezzo.

Distribuzione secondaria

Tariffe di distribuzione: determinazione del costo del capitale investito - delibera n. 87/2003

Con delibera 31 luglio 2003, n. 87 l'Autorità ha modificato e integrato gli articoli della delibera n. 237/2000 prevedendo che gli esercenti che dispongano di bilanci certificati a partire dall'esercizio chiuso prima del 1° gennaio 1991 possano calcolare il capitale investito mediante il metodo del costo storico rivalutato in alternativa al metodo parametrico. Questa integrazione si è resa necessaria per effetto della sentenza con cui il TAR per la Lombardia aveva annullato la delibera n. 237/2000, nella parte in cui stabiliva che "il costo del capitale investito si rilevi attraverso criteri parametrici e non si basi sui dati concreti della singola gestione, ove sussistenti".

Delibera n. 138/2003 "Criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali e disposizioni in materia di tariffe per l'attività di distribuzione"

La delibera stabilisce due interventi diretti ai clienti finali non idonei prima del 1° gennaio 2003 e ai clienti finali che, benché idonei, non avevano esercitato la capacità di stipulare contratti connessa a tale condizione:

1) riduzione del prezzo di fornitura ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione mediante uno sconto finale in tariffa di circa il 50% delle riduzioni medie registrate sul mercato all'ingrosso a partire dal 2002 per quel che riguarda il costo della materia prima, al netto delle componenti di trasporto e stoccaggio, e il 100% delle riduzioni dei costi di trasporto e stoccaggio registrate nel corso degli aggiornamenti tariffari relativi agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004;

2) intervento di tipo perequativo in favore degli ambiti tariffari a elevato costo unitario attuato attraverso uno sconto sulla componente a copertura dei costi di distribuzione. Lo sconto è supportato da un aumento limitato della componente variabile della tariffa di distribuzione, applicato a tutti gli ambiti di distribuzione. L'intervento compensativo è gestito dalla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico fino al 30 settembre 2006.

Trasporto

Decreto legge n. 239/2003 - "Anti blackout"

Il Decreto legge n. 239/2003 (cd. "anti blackout"), convertito con modificazioni dalla legge n. 290/2003 prevede, tra l'altro, nuove disposizioni per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica e di terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto e semplificazioni dei procedimenti di autorizzazione per gli impianti di produzione elettrica, elettrodotti, oleodotti e gasdotti.

Il Decreto dispone inoltre il divieto, per le società operanti nei settori della produzione, importazione, distribuzione e vendita di gas e di energia elettrica, di detenere, anche attraverso società controllate, quote superiori al 20% del capitale di società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di gas naturale e di energia elettrica con

decorrenza 1° luglio 2007. Il suddetto divieto si applica comunque a tutte le società a controllo pubblico. Entro tale data, l'azionista Eni SpA (che detiene il 59,12% del capitale sociale) dovrà cedere quote di partecipazione in Snam Rete Gas fino a raggiungere una quota non superiore al 20%.

Delibera n. 71/2003 - Tariffe di trasporto per l'anno termico 2003-2004

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n. 71/2003 del 26 giugno 2003 ha approvato le tariffe di trasporto del gas sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2003-2004 entrate in vigore il primo ottobre 2003.

Delibera n. 70/2003 - Tariffe di rigassificazione per l'anno termico 2003-2004

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 70/2003 del 26 giugno 2003 ha approvato la proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia per l'anno termico 2003-2004 relativa all'utilizzo del terminale GNL di Panigaglia.

Delibera n. 90/2003 - Nuovi terminali di GNL

La delibera del 31 luglio 2003, modifica la delibera n. 91/2002 sul diritto di allocazione della capacità per i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi terminali di GNL o nel potenziamento degli stessi.

La delibera, infatti, aggiorna la disciplina dei terminali di GNL con le modifiche introdotte dalla legge n. 273/2002 che riconosce ai "soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale", il diritto di allocare in deroga all'accesso regolato di terzi una quota pari all'80% delle nuove capacità realizzate per un periodo di venti anni.

Programma investimenti 2003-2006

Snam Rete Gas, ha presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in data 31 marzo 2003, il programma investimenti 2003-2006. Il programma, che prevede una spesa complessiva di 2,47 miliardi di euro, è finalizzato a incrementare la capacità tecnica disponibile del 20% entro il 2006.

Pubblicazione da parte del Ministero delle attività produttive del piano delle capacità di trasporto

Il Ministero delle attività produttive ha pubblicato in data 4 luglio 2003 il piano a lungo termine delle disponibilità di capacità di trasporto predisposto da Snam Rete Gas. Il documento evidenzia i dati sulle capacità in tutti i punti di ingresso della rete in connessione con i sistemi di trasporto di altri Stati relativamente all'anno termico 2003-2004 e per i successivi anni fino al 30 settembre 2013, tenendo conto delle richieste avanzate dagli utenti del sistema del gas per incrementi della capacità in ingresso alla rete di Snam Rete Gas.

generazione elettrica

L'Eni, attraverso la società EniPower, è fra i primi operatori del mercato italiano della generazione di energia elettrica. Operativa dal 2000, EniPower possiede le centrali elettriche situate presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone (PV), Livorno, Mantova, Ravenna e Taranto, con una potenza installata in funzione di circa 1.930 megawatt alla fine del 2003.

Nel 2003 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 5,55 terawattora, di cui circa il 27% ad altri settori dell'Eni con un aumento rispetto al 2002 di 0,55 terawattora, pari all'11%, dovuto essenzialmente all'energia elettrica prodotta nel sito di Ferrera Erbognone. Sono state commercializzate ai clienti idonei 3,10 terawattora di energia elettrica di acquisto con un aumento di 1,36 terawattora, a seguito dell'incremento del numero dei clienti. Le vendite di vapore sono state di 9.303 mila tonnellate, in linea con il 2002.

L'Eni sta attuando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,3 gigawatt di potenza installata al 2006, corrispondenti a circa l'11% della produzione di energia elettrica prevista in Italia alla stessa data. Gli investimenti previsti ammontano a 2,3 miliardi di euro, di cui 1,2 miliardi di euro già realizzati. Le nuove capacità installate utilizzeranno la tecnologia del ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCGT), forniranno vapore agli impianti industriali limitrofi (cogenerazione) e in alcuni casi alla rete di teleriscaldamento cittadino, consentendo di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. In particolare l'Eni stima che rispetto alle emissioni prodotte nel 2000 dal settore termoelettrico italiano, le centrali EniPower consentiranno l'abbattimento di circa l'8% delle emissioni totali di anidride carbonica, con emissione di quantitativi trascurabili di polveri e di biossido di zolfo e basse quantità di ossidi di azoto. A regime i consumi di gas naturale delle centrali dell'Eni raggiungeranno circa 6-7 miliardi di metri cubi/anno provenienti dal portafoglio di approvvigionamenti dell'Eni.

Nel 2003 sono stati avviati presso i siti di Brindisi e Mantova i lavori di costruzione di nuove centrali che si aggiungono a quelli già avviati nel 2002 presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna. Complessivamente sono in corso di realizzazione nuovi impianti a ciclo combinato per una potenza complessiva di circa 3.800 megawatt (compresi i gruppi avviati a Ferrera Erbognone e a Ravenna della potenza ciascuno di 390 megawatt); sono in fase autorizzativa ulteriori 780 megawatt la cui installazione è prevista presso il sito di Ferrara.

FERRERA ERBOGNONE (provincia di Pavia). La centrale avrà una potenza installata di 1.030 megawatt articolata su tre gruppi a ciclo combinato e produrrà a regime circa 7 miliardi di chilowattora l'anno, oltre a energia termica (vapore) destinata a uso industriale. Nella seconda metà del 2003 è stata avviata la produzione di energia elettrica del primo dei tre gruppi della potenza di 390 megawatt e con marcia commerciale prevista nella prima metà del 2004. La consegna degli altri due gruppi, della potenza rispettivamente di 390 e di 250 megawatt, è prevista nella primavera 2004 con marcia commerciale nella seconda metà del 2004. I due gruppi da 390 megawatt saranno alimentati a gas naturale; il gruppo da 250 megawatt, parzialmente alimentato a gas naturale, sarà integrato con l'adiacente raffineria dell'Eni di Sannazzaro de' Burgondi che fornirà gas di raffineria ottenuto mediante processo di gassificazione del tar da Visbreaker (v. "Andamento operativo - Ingegneria e costruzioni - Principali acquisizioni").

		2001	2002	2003
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	784	819	**940**
Altri combustibili	(migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	936	885	**847**
Vendite				
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	4,99	5,00	**5,55**
Trading di energia elettrica	(terawattora)	1,56	1,74	**3,10**
Vapore	(migliaia di tonnellate)	10.025	9.302	**9.303**

L'integrazione tra la nuova centrale elettrica e la raffineria consentirà di ottenere: (i) la riduzione della produzione di 650 mila tonnellate/anno di olio combustibile che sarà destinato alla gassificazione; (ii) la riduzione dei costi di trasporto per il minore utilizzo di autocisterne e vagoni ferroviari (stimate, rispettivamente, 20 mila e 4 mila unità/anno in meno); (iii) la possibilità di utilizzare nella raffineria diverse qualità di petrolio, con conseguenti minori costi di approvvigionamento.

RAVENNA. Sono in corso i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno, alimentati a gas naturale, che porteranno a circa 970 megawatt la potenza installata complessiva della centrale. Il 14 novembre è stato effettuato il "primo fuoco" del primo gruppo; la marcia commerciale di entrambi i gruppi è prevista nella seconda metà del 2004.

BRINDISI. In aprile sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato che, con una potenza installata di 1.170 megawatt, sarà l'impianto più grande fra quelli dell'Eni; la potenza complessiva sarà di 1.320 megawatt. La nuova centrale, alimentata a gas naturale e articolata su tre gruppi di potenza, produrrà a regime circa 7,4 miliardi di chilowattora l'anno, oltre a energia termica (vapore) destinata a uso industriale. Il completamento della prima delle tre unità di potenza è programmato per la primavera del 2005. La marcia commerciale dei primi due gruppi è prevista nella seconda metà del 2005; il terzo gruppo nel primo trimestre 2006.

MANTOVA. Sono stati avviati i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno, alimentati a gas naturale, che porteranno a circa 840 megawatt la potenza installata complessiva della centrale. La marcia commerciale dei due gruppi è prevista rispettivamente nella prima e nella seconda metà del 2005. Per questo impianto è allo studio la fornitura alla zona urbana di Mantova del vapore a uso riscaldamento attraverso un sistema di teleriscaldamento.

Quadro normativo elettricità

L'evoluzione del quadro normativo del settore elettrico, disciplinato dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della Direttiva 96/92/CE, è stata indirizzata in particolare alla definizione delle regole necessarie per l'avvio del mercato elettrico (la cosiddetta "borsa elettrica") e per il miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Le nuove regole di mercato, approvate con il D.M. del 19 dicembre 2003, e le regole di dispacciamento di merito economico, introdotte con la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 168/2003, prevedono la seguente organizzazione del settore:

- graduale introduzione di una borsa dell'energia elettrica, prevista partire dal 1° aprile 2004, che comprende il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento, con meccanismo di formazione del prezzo basato sul prezzo marginale di sistema (system marginal price);
- in caso di congestioni di rete, applicazione di offerte zonali e valorizzazione dell'energia elettrica contrattata sul mercato del giorno prima a un prezzo unico lato domanda e prezzi differenziati (per zone) lato offerta.

Fino all'entrata in vigore della borsa elettrica, è operativo un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (STOVE), introdotto dalla delibera n. 67/2003 con decorrenza dal 1° luglio 2003, finalizzato all'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

A seguito dei recenti blackout sono stati emanati alcuni provvedimenti volti a incrementare la sicurezza e la funzionalità del settore elettrico nonché a incentivare la realizzazione in proprio di nuove linee di interconnessione con l'estero.

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, introduce la remunerazione della capacità di produzione dell'energia elettrica, al fine di assicurare la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. Il meccanismo di remunerazione sarà definito nel corso del 2004, durante il quale la remunerazione avverrà mediante la ripartizione tra gli aventi diritto dell'attuale gettito tariffario destinato alla copertura degli oneri di riserva.

La legge 5 marzo 2001, n. 57 dispone che a partire dal 90° giorno successivo alla cessione da parte dell'Enel di almeno 15.000 megawatt di capacità produttiva è cliente idoneo ciascun cliente finale con consumi superiori a 100.000 chilowattora nell'anno precedente, pertanto dal 29 aprile 2003 la soglia di consumo annuo richiesta per poter accedere al mercato libero dell'elettricità si è così notevolmente ridotta rispetto alla precedente soglia di 9 milioni di chilowattora. Il mercato libero è passato così da circa il 35% a circa il 47% e per effetto del Disegno di Legge A.S.2421 (D.D.L. Energia) in corso di approvazione, a decorrere dall'entrata in vigore del provvedimento, la soglia di idoneità sarà ulteriormente ridotta a 50.000 chilowattora.

Il 30 gennaio 2004 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha diffuso un documento di consultazione in materia di vigilanza del mercato elettrico e di controllo del potere di mercato. Il documento prevede tra l'altro la predisposizione di appositi indici che saranno utilizzati per il monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità e la definizione di misure transitorie per l'anno 2004 che intervengono sulla formazione del prezzo di mercato (definizione di un ceiling price e di un bid cap).

Investimenti

Nel 2003 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.760 milioni di euro) sono aumentati di 445 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 33,8%, e riguardano principalmente: (i) il programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (542 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera Erbognone, Brindisi e Mantova; (ii) la realizzazione del gasdotto Greenstream (460 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici; (iii) lo sviluppo e mantenimento della rete di trasporto primaria del gas naturale in Italia (434 milioni di euro); (iv) l'estensione e il mantenimento della rete di trasporto secondaria del gas naturale in Italia (292 milioni di euro).

refining & marketing

Nel 2003 è stato sostanzialmente concluso il processo di ristrutturazione della rete in Italia, finalizzato al raggiungimento degli standard europei in termini di erogato medio e di servizi al cliente; l'erogato medio della rete a marchio Agip in Italia è aumentato di circa il 26% (da 1,9 a 2,4 milioni di litri)

È confermato il successo sul mercato delle iniziative "BluDiesel" e "Alta Fedeltà": il BluDiesel, il gasolio a basso impatto ambientale, ha conseguito un volume di vendite di 850 milioni di litri corrispondente al 16% del totale delle vendite di gasolio sulla rete a marchio Agip; la campagna "Alta Fedeltà", che riconosce sconti ai clienti fidelizzati, ha avuto 3,5 milioni di adesioni con un incremento del 30% rispetto al 2002

Le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa hanno superato i 3 milioni di tonnellate con un incremento del 18% rispetto al 2002 a seguito della strategia di sviluppo selettivo perseguita in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita dove l'Eni può far leva sulla notorietà del marchio e sulle sinergie logistico-operative. Nell'ambito di questa strategia, nel 2003 sono state acquistate 410 stazioni di servizio in Spagna, Germania e Francia

Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di circa 85 milioni di euro

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi (1)	22.083	21.546	**22.148**
Utile operativo	985	321	**583**
Investimenti tecnici	496	550	**730**
Investimenti in partecipazioni	51	54	**10**
Dipendenti a fine periodo (numero)	15.172	13.757	**13.277**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2003 sono state acquistate 63,4 milioni di tonnellate di petrolio (59,5 milioni di tonnellate nel 2002), di cui 33,6 dal settore Exploration & Production, 17,6 dai paesi produttori con contratti a termine e 12,2 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 20% dall'Africa Settentrionale, 25% dall'Africa Occidentale, 19% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 10% dai Paesi dell'ex Unione Sovietica, 7% dall'Italia e 8% da altre aree. Sono state commercializzate 31,3 milioni di tonnellate di petrolio con un incremento di 4,0 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 15%. Sono stati acquistati 3,43 milioni di tonnellate di semilavorati (5,06 milioni nel 2002) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16,20 milioni di tonnellate di prodotti (16,57 milioni nel 2002) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (5,24 milioni di tonnellate), e alla vendita sui mercati esteri (10,96 milioni di tonnellate).

Raffinazione

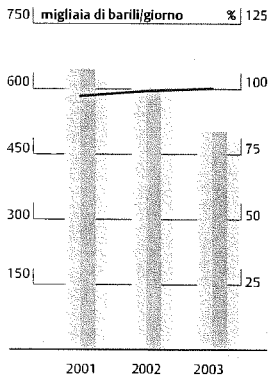
Lavorazioni

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (35,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,30 milioni di tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente della riduzione della capacità di raffinazione connessa al perfezionamento nel 2002 degli accordi relativi alla raffineria di Priolo[1] (7,5 milioni a regime nel 2006). Le minori lavorazioni sulla raffineria di Gela a seguito delle fermate (nel terzo trimestre, per il prolungamento dello sciopero dell'indotto e nel quarto trimestre per il sequestro dei serbatoi disposto dalla Procura della Repubblica di Gela; v. nota n. 14 - Contenziosi - Ambiente della nota integrativa al bilancio consolidato) e di Sannazzaro sono state compensate nel complesso dalle maggiori lavorazioni delle raffinerie di Taranto, Venezia e Milazzo.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente possedute sono state di 25,09 milioni di tonnellate (30,09 milioni di tonnellate nel 2002). L'indice di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà calcolato sulle lavorazioni complessive è stato del 100% (99% nel 2002). Il 32,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni (37,4% nel 2002).

(1) Nell'ottobre 2002 la raffineria di Priolo è stata conferita alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)

	2001	2002	2003
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,24	30,09	**25,09**
Lavorazioni in conto terzi	(1,45)	(1,88)	**(1,72)**
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	5,92	6,27	**8,43**
Consumi e perdite	(1,95)	(1,91)	**(1,64)**
Prodotti disponibili da lavorazioni	34,76	32,57	30,16
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,19	6,06	**5,61**
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,96)	(5,56)	**(5,19)**
Prodotti venduti	34,99	33,07	30,58
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	3,02	2,98	3,36
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	10,27	10,41	**10,78**
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,96	5,56	**5,19**
Prodotti venduti	18,25	18,95	19,33
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	53,24	52,02	49,91

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo ScpA (quota Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Ceska Rafinerska

L'Eni partecipa con il 16,33% nella società Ceska Rafinerska ("CRC") che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov, nella Repubblica Ceca, con una capacità di raffinazione complessiva di circa 8 milioni di tonnellate/anno.

Nel 2003 i soci della CRC hanno approvato la modifica dell'oggetto sociale da società commerciale a società di servizi. Ciascun azionista ha il diritto di lavorare quantitativi di petrolio in conto proprio in proporzione alle quote di partecipazione (in precedenza gli azionisti acquistavano dalla raffineria i prodotti finiti in base alle proprie necessità commerciali).

Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (49,91 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,11 milioni di tonnellate, pari al 4,1%, a seguito in particolare della flessione registrata in Italia nelle vendite alla petrolchimica, alle società petrolifere e ai trader, anche in relazione alle minori disponibilità per il conferimento della raffineria di Priolo e per le fermate di Gela, nonché delle minori vendite di olio combustibile, connesse principalmente alla riduzione della domanda per la progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche.

Le vendite rete in Italia e nel resto d'Europa (14,01 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,30 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 2%.

Vendite rete Italia

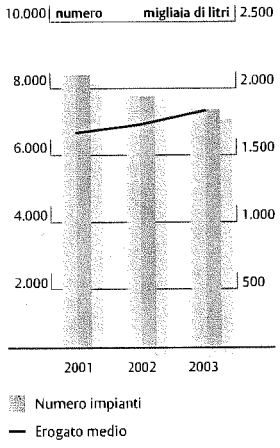
Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (10,99 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente; l'effetto delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio connesse al processo di razionalizzazione della rete è stato quasi interamente compensato dalle maggiori vendite sugli impianti a più alto erogato, anche a seguito del successo sul mercato del BluDiesel. L'erogato medio è aumentato del 6% (da 1.707 a 1.813 mila litri), in particolare l'erogato medio della rete a marchio Agip è di 2.418 mila litri con un aumento del 26%. La quota di mercato complessiva è diminuita di 0,9 punti percentuali, passando dal 37,5% al 36,6%; sulla rete a marchio Agip, la quota di mercato è aumentata di 0,6 punti percentuali (dal 29,4% nel 2002 al 30% nel 2003).

Al 31 dicembre 2003, la rete di distribuzione è costituita da 7.290 stazioni di servizio (di cui circa il 50% di proprietà) con una flessione di 420 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuta al perfezionamento di parte degli accordi di cessione definiti nel 2002 (281 unità), alla chiusura di impianti marginali di proprietà (66 unità) e al saldo negativo di 104 unità risultante dalle acquisizioni e dalle risoluzioni di contratti di convenzionamento. Nel 2003 sono state realizzate 18 nuove stazioni di servizio, cui si aggiungono 13 acquisizioni.

Nel 2003 l'accelerazione del processo di rinnovo del parco auto in Italia a beneficio dei motori diesel ha determinato un aumento del peso delle vendite di gasolio sul totale dei carburanti che è passato dal 44% del 2002 a circa il 50% del 2003. In tale contesto, è stato confermato il successo sul mercato del nuovo gasolio a basso impatto ambientale "BluDiesel" commercializzato sulla rete Agip dalla fine del 2002 con un marchio differenziato. Il BluDiesel, prodotto ecologicamente avanzato introdotto sul mercato in largo anticipo rispetto ai tempi previsti dalla normativa dell'Unione Europea, è stato apprezzato dagli automobilisti per il miglioramento dell'efficienza, dei consumi nonché della pulizia del motore. Sono stati venduti 850 milioni di litri di BluDiesel, corrispondenti al 16% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete ordinaria e autostradale a marchio Agip e al 5,2% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano. A fine 2003 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano il BluDiesel sono circa 3.700 (circa 1.500 a fine dicembre 2002), pari a circa l'85% del totale.

Nel 2003 è proseguita la campagna promozionale "Alta Fedeltà". L'iniziativa, rivolta agli automobilisti che effettuano acquisti di carburante presso le "Isole Fai da Te", prevede l'accumulo di punti elettronici che danno diritto a uno sconto sull'acquisto di carburante. Le

Impianti rete in Italia
ed erogato medio



carte attive hanno superato 3,5 milioni di unità (2,5 nel 2002); il volume di carburante venduto attraverso le carte è stato pari a circa il 25% dell'erogato complessivo delle stazioni di servizio a marchio Agip.

Nel luglio 2003 è stata avviata sulla rete a marchio "IP" la commercializzazione della nuova benzina Plus 98 di qualità superiore rispetto alle benzine in commercio in termini di prestazioni, efficienza e pulizia del motore. Al 31 dicembre 2003, il prodotto era disponibile su 800 impianti pari al 27% della rete IP.

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (3,02 milioni di tonnellate) sono aumentate di 450 mila tonnellate, pari al 18%, a seguito degli acquisti di stazioni di servizio in Francia, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia perfezionati nella seconda metà del 2002 e degli acquisti in Germania, Spagna e Francia perfezionati nel 2003.

Le vendite sul mercato rete in Brasile e Africa sono diminuite di 260 mila tonnellate, pari al 18%, a seguito essenzialmente del completamento a fine 2002 del processo di uscita dal continente africano e degli effetti del processo di ristrutturazione della rete in Brasile.

Al 31 dicembre 2003 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.357 stazioni di servizio (di cui 1.813 nel resto d'Europa) con un aumento di 305 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuto essenzialmente agli acquisti di 410 unità in Germania (221 unità), Spagna (164 unità) e Francia (25 unità), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di stazioni di servizio, principalmente convenzionate, in Brasile (74 unità). L'erogato medio nel resto d'Europa è stato di 2.378 mila litri con un aumento di 102 mila litri, pari al 4,5%.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,35 milioni di tonnellate) sono diminuite di 290 mila tonnellate rispetto al 2002 a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile a causa della riduzione della domanda nel settore termoelettrico dovuta principalmente alla progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche. La quota di mercato è aumentata di 0,2 punti percentuali, passando dal 23,9 al 24,1%.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (2,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,03 milioni tonnellate, pari al 27%, a seguito essenzialmente della minore disponibilità di pro-

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)

	2001	2002	2003
Rete	11,64	11,14	**10,99**
Extrarete	11,24	10,64	**10,35**
	22,88	21,78	**21,34**
Petrolchimica	4,23	3,82	**2,79**
Altre vendite (1)	7,88	7,47	**6,45**
Vendite in Italia	34,99	33,07	**30,58**
Rete resto d'Europa	2,47	2,57	**3,02**
Rete Africa e Brasile	1,71	1,44	**1,18**
Extrarete	5,55	5,65	**6,01**
	9,73	9,66	**10,21**
Altre vendite (1)	8,52	9,29	**9,12**
Vendite all'estero	18,25	18,95	**19,33**
	53,24	52,02	**49,91**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere e ai trader.

dotti specifici di raffineria dovuta al conferimento della raffineria di Priolo e alle fermate della raffineria di Gela; le altre vendite (6,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,02 milioni di tonnellate, pari al 14%, a seguito delle minori vendite alle altre società petrolifere e ai trader.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (6,01 milioni di tonnellate) sono aumentate di 360 mila tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite in Germania e Spagna; le altre vendite (9,12 milioni di tonnellate) sono diminuite di 170 mila tonnellate, pari al 2%.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (710 mila tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate, pari al 9%; la quota di mercato passa dal 20,9% al 19,4%. A questi volumi si aggiungono ulteriori 335 mila tonnellate (+40 mila tonnellate rispetto al 2002, pari al 13,6%) vendute a operatori terzi attraverso altri canali di vendita.

Le vendite extrarete all'estero (1,72 milioni di tonnellate) sono diminuite di 60 mila tonnellate, pari al 3%, a seguito dei minori consumi. Le quote di mercato si sono attestate sul 21,4% in Brasile (21,3% nel 2002) e sul 37,4% in Ecuador (37,5 nel 2002).

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Refining & Marketing (730 milioni di euro) sono aumentati di 180 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 32,7%, e hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e la logistica (291 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (177 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento, la costruzione e l'acquisto di nuovi impianti (95 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (15 milioni di euro); (iii) le attività all'estero (248 milioni di euro), riferiti in particolare all'acquisto di stazioni di servizio in Germania, Spagna e Francia; (iv) il GPL (11 milioni di euro) e l'informatica (3 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 79 milioni di euro (11% del totale).

petrolchimica

(milioni di €)

	2002 (1)	2003
Ricavi	4.516	**4.487**
Utile operativo	(126)	**(176)**
Investimenti tecnici	145	**141**
Investimenti in partecipazioni	1	
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.258	**7.050**

(1) Per i dati relativi all'esercizio 2002 v. nota tabella pag. 86.

Mercato

Nel 2003 la domanda di prodotti petrolchimici ha risentito della debolezza del quadro congiunturale europeo e della crisi del mercato asiatico registrata nel secondo trimestre, i cui effetti sono stati accentuati dalla cronica situazione di eccesso di capacità produttiva del settore e dalla pressione competitiva dei produttori del Medio Oriente e del Sud-Est asiatico che beneficiano di strutture di costo meno onerose rispetto ai produttori europei. In questo contesto, i margini dei prodotti petrolchimici, in particolare i polimeri, sono diminuiti rispetto al 2002 a seguito dell'incremento del costo dei monomeri non traslato interamente nei prezzi di vendita per effetto della debolezza della domanda e della pressione competitiva. Le previsioni per il 2004 indicano una ripresa modesta della domanda; la forte competitività del settore manterrà elevata la pressione sui prezzi dei prodotti a fronte del calo contenuto dei costi in euro delle cariche petrolifere.

Nel 2003 i prezzi dei principali prodotti petrolchimici dell'Eni sono aumentati in media del 4,8%; gli incrementi più marcati sono stati registrati negli intermedi (+9,6%, in particolare il fenolo), negli aromatici (+14,4%, in particolare il benzene), nelle olefine (+7,1%, in particolare il butadiene e il propilene) e in alcune linee degli elastomeri (in particolare gomme SBR e BR). Gli stirenici e i polietileni, maggiormente esposti alla pressione competitiva e all'oscillazione della domanda, hanno registrato incrementi di prezzo molto contenuti e riduzioni in alcuni casi (HDPE e ABS).

Vendite - produzioni

Le vendite (5.266 mila tonnellate) sono diminuite di 227 mila tonnellate rispetto al 2002, pari al 4,1%, a seguito della debolezza generalizzata della domanda e della minore disponibilità

di prodotto connessa a manutenzioni programmate e a fermate per eventi accidentali. Le produzioni (6.907 mila tonnellate) sono diminuite di 209 mila tonnellate, pari al 2,9%.

La capacità produttiva nominale è aumentata di circa un punto percentuale a seguito essenzialmente di incrementi sui siti esteri di produzione di polimeri.

Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 3 punti percentuali (dal 74,3% al 71,3%) a seguito, oltre che della debolezza della domanda, delle fermate per manutenzioni programmate e per eventi accidentali.

Il 39% della produzione è stata destinata al ciclo interno (37% nel 2002). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 30% del fabbisogno dell'esercizio in diminuzione rispetto al 2002 a seguito del conferimento della raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%) con efficacia ottobre 2002 e delle fermate della raffineria di Gela (v. "Settore Refining & Marketing - Raffinazione").

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (2.704 mila tonnellate) sono diminuite di 190 mila tonnellate rispetto al 2002, pari al 6,6%, a seguito essenzialmente della flessione registrata nelle vendite di olefine (-14%, con i cali più marcati per etilene -21% e butadiene -23%) dovuta al calo della domanda dei prodotti a valle, in particolare nel polietilene, e alla minore disponibilità di prodotto in particolare sui cracker di Gela, per l'interruzione della disponibilità di prodotti da raffineria nell'ultima parte dell'anno, di Dunkerque, per la fermata degli impianti a seguito di vertenze sindacali, e di Priolo a seguito del prolungamento della fermata per manutenzione. In flessione anche le vendite di aromatici (-7,6%, in particolare le vendite di benzene -13,4%). Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite di intermedi (+17,2%) a seguito di nuovi sbocchi di mercato in Asia e nell'Estremo Oriente che hanno consentito di assorbire la maggiore disponibilità di prodotto.

Principali prodotti (migliaia di tonnellate)

	Disponibilità		Vendite	
	2002 (1)	**2003**	**2002** (1)	**2003**
Petrolchimica di base	4.304	**4.014**	2.894	**2.704**
Stirenici ed elastomeri	1.538	**1.635**	1.151	**1.171**
Polietileni	1.274	**1.259**	1.448	**1.391**
	7.116	**6.907**	**5.493**	**5.266**
Consumi interni	(2.607)	**(2.651)**		
Acquisti e variazione rimanenze	984	**1.010**		
	5.493	**5.266**		

(1) Per i dati relativi all'esercizio 2002 v. nota tabella pag. 86.

Le produzioni (4.013 mila di tonnellate) sono diminuite di 291 mila tonnellate, pari al 6,8%, a seguito delle flessioni nelle olefine (-8,5%; in particolare l'etilene) e negli aromatici (-7,6%). In aumento del 4,4% le produzioni di intermedi.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici ed elastomeri (1.171 mila tonnellate) sono aumentate di 20 mila tonnellate rispetto al 2002, pari all'1,7%. L'aumento negli stirenici (+2%) è dovuto alle maggiori vendite di polistiroli (in particolare l'espandibile +9%) trainate dalla crescita dei consumi, principalmente in Europa Orientale, nei settori dell'isolamento termico e degli imballaggi industriali. In flessione le vendite di ABS (-4%) a seguito della pressione competitiva e della debolezza della domanda. L'aumento degli elastomeri (+1,5%) è dovuto in particolare alle maggiori vendite di gomme SBR (+10%) e polibutadieniche (+4%) trainate dalla ripresa del settore dei pneumatici. In flessione le vendite di gomme policloroprene (-6%) penalizzate dall'indebolimento del dollaro e dalla sovracapacità produttiva nell'area asiatica.

Le produzioni (1.635 mila tonnellate) sono aumentate di 97 mila tonnellate, pari al 6,3%; l'incremento è stato del 7,2% negli stirenici, in particolare lo stirolo, e del 4,2% negli elastomeri con aumenti dell'8-11% nelle gomme SBR e polibutadieniche a fronte della flessione del 10% nelle gomme policloroprene.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.391 mila tonnellate) sono diminuite di 57 mila tonnellate rispetto al 2002, pari al 3,9%, a seguito della flessione della domanda che ha riguardato tutti i prodotti (con cali compresi tra il 2% e l'8%) con la sola eccezione dell'EVA (+22%), nonché della minore disponibilità di prodotto, in particolare nell'ultima parte dell'anno, dovuta al prolungamento della fermata per manutenzione del cracker di Priolo e alla fermata del cracker e dell'impianto di polietilene di Gela conseguente all'interruzione dell'attività della raffineria.

Le produzioni (1.259 mila tonnellate) sono diminuite di 15 mila tonnellate, pari all'1,2%.

Ristrutturazione del settore

Nell'ambito dei processi di ristrutturazione in atto, è stata definita la vendita per il corrispettivo di 41 milioni di dollari dello stabilimento di Baytown (Houston, Texas) all'operatore Lee Chang Yung Chemical Industry Corp. (LCY), secondo produttore mondiale di gomme termoplastiche. Lo stabilimento di Baytown è operativo dal 1993 con una capacità produttiva di 50 mila tonnellate/anno di "styrenic block co-polymers", gomme termoplastiche utilizzate in applicazioni quali bitumi modificati, sistemi di copertura, isolanti, adesivi e calzature.

Nel 2004 saranno perseguite operazioni di riassetto industriale e di recupero di efficienza; è prevista, secondo un piano già avviato, la fermata definitiva degli impianti di butadiene di Porto Marghera, nonché degli impianti di polibutadiene cis, linea compound ABS e dimetilcarbonato di Ravenna.

Investimenti tecnici

Nel 2003 gli investimenti tecnici (141 milioni di euro) sono diminuiti di 4 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 2,8%, e hanno riguardato in particolare interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e di sicurezza (complessivamente 65 milioni di euro), nonché interventi di miglioramento dell'efficienza dei cracker di Priolo e di Porto Marghera (complessivamente 27 milioni di euro).

ingegneria e costruzioni

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi (1)	3.114	4.546	**6.306**
Utile operativo	255	298	**311**
Investimenti tecnici	304	233	**278**
Investimenti in partecipazioni	74	1.055	**9**
Dipendenti a fine periodo (numero)	18.632	29.091	**26.457**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

Mercato

Nel 2003 l'attività *costruzioni e perforazioni* ha beneficiato del positivo andamento della domanda di servizi da parte dell'industria petrolifera che ha riguardato tutte le principali aree di business. Nel settore delle Costruzioni mare i comparti maggiormente dinamici sono stati quello delle condotte di largo diametro nell'area asiatica e quello di "field development" in acque profonde in Africa Occidentale dove è stata registrata la forte espansione della domanda di sviluppi sottomarini e di posa di condotte di piccolo diametro.

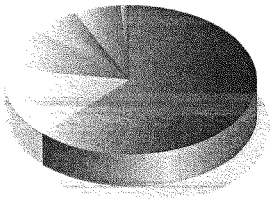
Nel settore delle Costruzioni terra l'attività nel segmento upstream è stata particolarmente dinamica in Kazakhstan, Medio Oriente e Africa; nel segmento Midstream i mercati con le prospettive di crescita più interessanti sono l'Africa Centrale, la Russia e l'Estremo Oriente per la necessità di sviluppare nuove infrastrutture di trasporto degli idrocarburi verso i Paesi consumatori.

Nell'attività *ingegneria e contracting* la domanda ha mostrato segnali di miglioramento in particolare nel segmento dell'impiantistica upstream (separazione e trattamento degli idrocarburi). In questo settore il Medio Oriente si conferma l'area a maggiore crescita; buone opportunità di mercato si stanno presentando anche in aree quali America Latina, Africa, Russia e i Paesi caucasici (Kazakhstan e Azerbaigian) a seguito dell'incremento della capacità produttiva. Il settore del gas naturale si conferma in crescita. Sono in fase di progettazione e di costruzione alcuni impianti di liquefazione di gas naturale in Medio Oriente, Africa, Asia, America Latina e Australia e di terminal di rigassificazione, prevalentemente in Europa.

Nel settore della Raffinazione gli investimenti sono dettati dalla necessità di ridurre le emissioni degli impianti, di migliorare la sicurezza e di rispettare le nuove specifiche di qualità dei carburanti (soprattutto relativamente al contenuto di zolfo).

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini a fine periodo

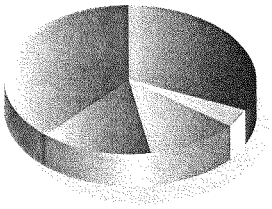
milioni di euro
5.225



Costruzioni mare 62%
Costruzioni terra 15%
Leased FPSO 10%
Perforazioni mare 3%
Perforazioni terra 3%
GNL 6%
Altre 1%

Ingegneria: portafoglio ordini a fine periodo

milioni di euro
4.180



Oil & Gas 32%
Raffinazione 4%
Chimica e fertilizzanti 12%
Field upstream facilities and pipelines 14%
Energia 1%
Infrastrutture 37%

Il settore delle materie plastiche (che da solo assorbe oltre il 60% degli investimenti del mercato petrolchimico) è stato sostenuto dalla buona domanda interna dei Paesi in via di sviluppo (Cina e India) e dall'incremento di capacità di cracking etilene nelle aree che dispongono di materie prime a costi ridotti (Medio Oriente).

Gli investimenti negli impianti di fertilizzanti azotati (ammoniaca-urea) hanno subito una fase di stasi in vista dell'imminente avviamento di nuove capacità produttive nell'area Medio Orientale, che porterà a un riassestamento del mercato del prodotto.

Ordini acquisiti e portafoglio ordini

Di seguito si indicano gli ordini acquisiti nel 2003 e il portafoglio ordini al 31 dicembre:

(milioni di €)

		2001	2002	2003
Ordini acquisiti		3.716	7.852	5.876
Costruzioni e perforazioni		2.186	5.454	**4.298**
Ingegneria		1.530	2.398	**1.578**
Percentuale ordini acquisiti per conto Eni	(%)	15	12	**11**
Percentuale ordini acquisiti all'estero	(%)	92	96	**91**
Portafoglio ordini		6.937	10.065	9.405
Costruzioni e perforazioni		2.853	5.158	**5.225**
Ingegneria		4.084	4.907	**4.180**
Percentuale portafoglio ordini per conto Eni	(%)	11	13	**10**
Percentuale portafoglio ordini all'estero	(%)	65	78	**81**

Principali acquisizioni

Le principali acquisizioni dell'attività *costruzioni e perforazioni* sono le seguenti:

nell'area Costruzioni mare:

- in **AFRICA OCCIDENTALE**: (i) il contratto per la realizzazione di facility nell'ambito del progetto Kizomba B relativo allo sviluppo dei due giacimenti Kissanje e Dikanza nelle acque profonde angolane (Blocco 15) per conto della Exxon Exploration Angola. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione a una profondità d'acqua di circa 1.100 metri delle condotte e delle relative attrezzature (SURF facilities - Subsea, Umbilicals, Risers, Flowlines) di collegamento dei pozzi sottomarini al mezzo navale FPSO di sviluppo dei due giacimenti. Sarà inoltre installata la struttura di ormeggio della FPSO. La nave FDS (Field Development Ship) eseguirà i lavori d'installazione in due fasi tra il terzo trimestre del 2004 e il terzo trimestre del 2005; (ii) il contratto in consorzio con altri operatori per la realizzazione dei lavori di ampliamento delle infrastrutture del giacimento offshore di Amenam, a circa 60 chilometri dalla città di Bonny, per conto della Elf Petroleum Nigeria Ltd. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione di una piattaforma e di un pontile. Il mezzo navale Castoro 8 effettuerà i lavori di installazione tra la fine del 2004 e la fine del 2005; (iii) il contratto relativo all'esecuzione del progetto East Area Additional Oil Recovery per conto della joint venture Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC)/Mobil Producing Nigeria Unlimited. Il progetto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione di tre piattaforme del peso complessivo di circa 3.500 tonnellate e la posa di circa 160 chilometri di condotte sottomarine. L'installazione delle piattaforme, che sarà principalmente realizzata con l'impiego del mezzo navale Castoro 8, è programmata tra la fine del 2004 e il primo semestre 2005; (iv) il contratto chiavi in mano in consorzio con altri operatori per la realizzazione dell'impianto di produzione del mezzo navale FPSO che opererà sul giacimento di Dalia nelle acque profonde angolane per conto della TotalFinaElf E&P Angola. Il contratto prevede l'ingegneria, l'ap-

provvigionamento, la fabbricazione e il montaggio del sistema di produzione. L'esecuzione del contratto è prevista entro il terzo trimestre 2006;

- in **RUSSIA**: il contratto per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione del sistema di condotte che collegheranno le piattaforme Lunskoye e Piltun-Astokhskoye all'isola russa di Sakhalin, per conto della Società Sakhalin Energy Investment. I lavori saranno eseguiti nel terzo trimestre del 2004 e del 2005 con l'utilizzo dei mezzi navali Castoro 2 e Semac 1;
- nel **MAR CASPIO** il contratto per conto AIOC (Azerbaijan International Operating Company) per il trasporto e l'installazione delle piattaforme "East Azeri" e "West Azeri" e di una pre-drilling template (struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione), nell'ambito della Fase 2 dello sviluppo del giacimento Azeri-Chirag-Gunashili, situato nelle acque azere del Mar Caspio. I lavori, la cui conclusione è prevista nell'estate 2006, integreranno le attività della Fase 1;
- in **AUSTRALIA** il contratto Bayu Undan-Darwin Pipeline di tipo EPIC per conto di Conoco Phillips Pipeline Australia Pty Li, per le attività di ingegneria di installazione, trasporto e le relative attività di pre e post installazione.

Nell'area Costruzioni terra:

- in **RUSSIA**, il contratto chiavi in mano assegnato al consorzio a guida Saipem con Starstroi, LUKoil-Neftegazstroy e Amec Spie Capag per la realizzazione del sistema di condotte a terra nell'isola russa di Sakhalin nel Mare di Ohotsk, di fronte alla Siberia Orientale, per conto della Società Sakhalin Energy Investment Co. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione (EPC - Engineering, Procurement, Construction) di un sistema di oleodotti e gasdotti che collegheranno le condotte a mare provenienti dai giacimenti offshore di Piltun-Astokhskoye e Lunskoye, situati a Nord-Ovest dell'isola, con i terminali di esportazione del gas e dell'olio nella parte meridionale dell'isola. L'intera rete di oleodotti e gasdotti avrà una lunghezza complessiva di circa 800 chilometri. Il completamento dei lavori è programmato nella seconda metà del 2006.

In aprile, con l'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità competenti, è stato perfezionato l'acquisto del valore di circa 3 milioni di dollari della società indiana di ingegneria International Development Process and Engineering (IDPE) con sede a Chennai, nello Stato di Tamil Nadu. Con un organico di 210 ingegneri, IDPE è specializzata nei servizi d'ingegneria di base e di dettaglio, di approvvigionamento, di supervisione delle costruzioni e di tutte le operazioni necessarie alla messa in esercizio di condotte e di impianti per progetti oil & gas. L'acquisizione consente di rafforzare ulteriormente le competenze ingegneristiche.

Le principali acquisizioni dell'attività *ingegneria* sono le seguenti:

- nel **MIDDLE EAST**: (i) il contratto chiavi in mano per l'upgrade degli impianti di estrazione di petrolio del giacimento Bu-Hasa, 200 chilometri a Sud-Ovest da Abu Dhabi (UAE), per conto dell'ADCO. Il progetto prevede la costruzione di un impianto GOSP (separazione olio, gas e acqua) della capacità complessiva di 730 mila barili/giorno e include l'installazione di quattro separatori trifasici da 120 mila barili/giorno, un sistema di reiniezione da 150 milioni di metri cubi/giorno e 120 mila barili/giorno di acqua. L'impianto, la cui consegna è prevista per fine 2006, rientra nel programma di incremento della capacità produttiva dell'Emirato fino a 3 milioni di barili/giorno; (ii) il contratto, in joint venture con Chiyoda Corporation e Mitsui & Co Ltd, per lo sviluppo del progetto Ras Laffan – al Khaleej Gas Project Phase 1 (AKG 1) – in Qatar per conto di ExxonMobil. Il progetto, finalizzato al recupero di GPL e benzina naturale, prevede un complesso di separazione, recupero e trattamento di gas naturale della capacità di 21 milioni di metri cubi/giorno, con completamento previsto entro la fine del 2005; rientra nel programma di sfruttamento delle enormi riserve di gas naturale offshore del Qatar; (iii) il contratto chiavi in mano di upgrading della raffineria di Yanbu in Arabia Saudita, per conto della Saudi Aramco. Il progetto prevede la realizzazione di un reformer catalitico della capacità di 40 mila barili/giorno e di una unità di isomerizzazione nafta leggera della capacità di 150 mila barili/giorno per la produzione di benzine senza piombo. Gli impianti, con consegna prevista entro la fine del 2005, permetteranno

a Saudi Aramco di produrre carburanti in linea col programma governativo di miglioramento della qualità dell'aria;

- in ITALIA, il complesso di gassificazione della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi dell'Eni che converte il tar (residuo pesante da Visbreaker) in gas di sintesi che alimenterà il generatore di energia elettrica della potenza di 250 megawatt in corso di installazione presso la centrale dell'Eni di Ferrera Erbognone (v. "settore Gas & Power - Generazione elettrica"); sarà recuperato anche l'idrogeno destinato all'upgrading dei prodotti di raffinazione;
- in AFRICA SETTENTRIONALE: il contratto chiavi in mano di tipo EPC per conto dell'Eni Gas BV per la realizzazione nell'area di Mellitah sulla costa libica di un impianto di stabilizzazione dei condensati e di trattamento del gas naturale del giacimento offshore di Bahr Essalam. L'impianto sarà articolato su tre treni della capacità totale di 6,6 miliardi di metri cubi/anno con sweetening, dehydration, Sulphur Recovery Unit (SRU) e frazionamento NGL, utility e stoccaggi. L'impianto e le offsite sono integrate con quelle relative alle unità di trattamento del gas proveniente dal giacimento onshore di Wafa.

Progetto tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna

Nell'ambito del progetto di costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, in giugno è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio Cepav Uno (quota Eni 50,36%) e il committente TAV SpA nel quale sono ridefinite alcune condizioni contrattuali.

Le modifiche principali riguardano il programma lavori, la suddivisione dell'opera in cinque lotti funzionali con ultimazione compresa tra la primavera del 2006 e la fine del 2008, la modifica del prezzo forfettario per l'introduzione di 30 opere in variante e il riconoscimento al Consorzio di maggiori oneri.

L'avanzamento lavori a fine 2003, in linea con i nuovi impegni contrattuali, è pari al 40% registrando una produzione complessiva di 1.900 milioni di euro (di cui 842 milioni di euro nell'anno).

Investimenti tecnici

Nel 2003 gli investimenti nel settore Ingegneria e Costruzioni (278 milioni di euro) sono aumentati di 45 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 19,3%. Gli investimenti dell'attività *costruzioni e perforazioni* (261 milioni di euro) hanno riguardato in particolare: (i) il completamento dell'unità di produzione e di stoccaggio galleggiante di petrolio (FPSO) Mystras destinata a operare nei giacimenti di Okono/Okpoho in Nigeria; (ii) il completamento della conversione della nave Maxita nel nuovo mezzo per field development Saipem 3000; (iii) il completamento degli interventi sulla piattaforma semisommergibile di perforazione Scarabeo 7 per renderla idonea all'esecuzione di una commessa.

governance e responsabilità d'impresa

introduzione

I mutamenti verificatisi negli ultimi anni nel sistema economico globale hanno esposto le imprese a una crescente concorrenza a livello internazionale, una verifica sempre più severa da parte dei mercati finanziari e a una maggiore interazione con la società civile: opinione pubblica, organismi, istituzioni, media e comunità.

La possibilità per l'impresa di creare un valore duraturo richiede la capacità di combinare le esigenze di flessibilità e razionalizzazione dei costi con l'assunzione di responsabilità sociali, il cui sviluppo dipende da un sistema di valori esplicitati, profondamente condivisi e integrati nel sistema di impresa.

All'interno di questa visione, l'Eni promuove un percorso basato su comportamenti e pratiche coerenti con i principi che da sempre caratterizzano il suo operato e che trovano un preciso riferimento nel suo Codice di Comportamento, e nel relativo Addendum approvato nel luglio 2003 dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni (v. box "Addendum al Codice di Comportamento"), nei più rigorosi standard adottati in materia di Corporate Governance, nel pieno rispetto delle leggi nazionali e delle convenzioni e linee guida internazionali.

È un percorso di sostenibilità distintivo che fa riferimento al patrimonio di valori e di esperienze dell'Eni, fortemente radicato nel contesto locale dei paesi in cui opera; un percorso che punta, come dichiarato nella stessa missione aziendale, sul continuo rafforzamento

Principi Eni

Etica degli affari
Tutte le attività Eni, ovunque nel mondo, devono essere svolte in un quadro di onestà, integrità e osservanza delle leggi.

Rispetto degli stakeholder
L'Eni intende rispettare tutti gli stakeholder (dipendenti, azionisti, clienti, fornitori, comunità, partner commerciali e finanziari, istituzioni, organizzazioni civiche, associazioni di categoria, rappresentanze sindacali...) con cui interagisce nello svolgimento delle proprie attività di business, nella convinzione che essi rappresentino un asset importante della Società.

Tutela dei lavoratori e pari opportunità
L'Eni rispetta i principi del diritto del lavoro universalmente accettati e i "core labour standards" praticati nelle Convenzioni fondamentali dell'ILO (Organizzazione Internazionale del Lavoro); garantisce la libertà di associazione sindacale e il diritto di contrattazione collettiva, ripudia ogni forma di lavoro forzato, di lavoro minorile e ogni forma di discriminazione. L'Eni assicura a tutti i lavoratori le medesime opportunità di impiego e professione e un trattamento equo basato su criteri di merito.

Valorizzazione delle capacità professionali
L'Eni riconosce e promuove lo sviluppo delle capacità e delle competenze di ciascun dipendente e il lavoro di squadra in modo che l'energia e la creatività dei singoli trovi piena espressione per la realizzazione del proprio potenziale.

Rispetto delle diversità
L'Eni ispira i suoi comportamenti imprenditoriali al rispetto delle culture, religioni, tradizioni, diversità etniche e delle comunità in cui opera ed è impegnata a preservarne le identità biologiche, ambientali, socioculturali ed economiche.

Rispetto dei diritti umani
L'Eni si impegna ovunque, nell'ambito della propria sfera di competenza, a sostenere e rispettare i principi della "Dichiarazione Universale dei Diritti Umani" delle Nazioni Unite.

Cooperazione
È impegno dell'Eni contribuire fattivamente alla promozione della qualità della vita e allo sviluppo socio-economico delle comunità in cui il Gruppo è presente.

Tutela della salute e della sicurezza
L'Eni assicura standard sempre più elevati di salute e di sicurezza a favore dei dipendenti e delle comunità, in tutte le aree del mondo dove il Gruppo opera.

Difesa dell'ambiente
L'Eni intende prestare la massima attenzione verso l'ambiente e l'ecosistema interessati dalle proprie operazioni di business e si ispira agli obiettivi indicati dalle convenzioni internazionali cui l'Italia aderisce sullo sviluppo sostenibile.

del capitale strutturale e sullo sviluppo di quello umano, relazionale e sociale quale investimento in competitività e longevità.

L'impegno verso una crescita sostenibile trova ulteriore conferma nella partecipazione attiva dell'Eni alle azioni intraprese da organismi e associazioni internazionali che promuovono il dialogo e il confronto sui temi dello sviluppo sostenibile e della responsabilità d'impresa. In tali contesti, infatti, l'obiettivo è quello di individuare posizioni comuni per contribuire alla definizione di un quadro di regole e di linee guida in grado di consentire lo sviluppo del business e, allo stesso tempo, processi di crescita equi e duraturi. Al riguardo, nell'ambito della partecipazione al Global Compact (v. box "Global Compact"), l'Eni ha proseguito, attraverso interventi concreti, nel suo impegno a garantirne il rispetto e l'applicazione.

Global Compact
L'iniziativa delle Nazioni Unite Global Compact mira a promuovere comportamenti socialmente responsabili da parte delle imprese attraverso la condivisione e l'applicazione nella propria sfera di influenza di un insieme di principi fondamentali in materia di diritti umani, standard di lavoro e tutela dell'ambiente.

Principi di Global Compact
Diritti umani:
1. sostenere e rispettare i diritti umani nell'ambito delle rispettive sfere di influenza;
2. assicurarsi di non essere, seppur indirettamente, complici negli abusi dei diritti umani.

Lavoro:
3. garantire libertà di associazione dei lavoratori e riconoscere il diritto alla contrattazione collettiva;
4. assicurarsi di non impiegare lavoro forzato e obbligatorio;
5. astenersi dall'impiegare lavoro minorile;
6. eliminare ogni forma di discriminazione nelle politiche di assunzione e licenziamento.

Ambiente:
7. avere un approccio preventivo rispetto alle sfide ambientali;
8. promuovere iniziative per una maggiore responsabilità ambientale;
9. incoraggiare lo sviluppo e la diffusione di tecnologie che non danneggino l'ambiente.

Addendum al Codice di Comportamento
Con l'obiettivo di un costante aggiornamento e tenuto conto di alcune raccomandazioni contenute nella Comunicazione della Commissione Europea del luglio 2002 sulla Corporate Social Responsibility e del dialogo intrattenuto dall'Eni su questi temi con alcune qualificate Organizzazioni Internazionali, nella adunanza del 31 luglio 2003 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato il seguente addendum al Codice di Comportamento.

Addendum al Codice di Comportamento Eni
Nello sviluppo delle proprie attività di impresa internazionale, l'Eni si ispira alla tutela dei diritti umani, del lavoro e della sicurezza, dell'ambiente, nonché al sistema di valori e principi in materia di trasparenza e probità, efficienza energetica, sviluppo sostenibile, così come affermati dalle Istituzioni e dalle Convenzioni Internazionali. Al riguardo l'Eni opera nel riconfermato quadro di riferimento della Dichiarazione Universale dei Diritti Umani delle Nazioni Unite, delle Convenzioni fondamentali dell'ILO – International Labor Organization – e delle Linee Guida dell'OCSE per le Imprese Multinazionali, nei particolari temi della tutela dei diritti del lavoro, delle libertà sindacali, del ripudio di ogni sorta di discriminazioni, del ripudio del lavoro forzato e del lavoro minorile, di ogni forma di corruzione, della salvaguardia della dignità, della salute, della sicurezza negli ambiti operativi, del rispetto delle biodiversità naturali e della tutela ambientale. Inoltre è impegno dell'Eni contribuire alla promozione della qualità della vita e allo sviluppo socio-economico delle comunità in cui il Gruppo è presente e alla formazione di capitale umano e capacità locali, svolgendo allo stesso tempo le proprie attività di business, nei mercati interni ed esteri, secondo modalità compatibili con una sana pratica commerciale.
Tutte le attività dell'Eni sono svolte nella consapevolezza della Responsabilità Sociale che il Gruppo ha nei confronti di tutti i suoi stakeholder, nella convinzione che le capacità di dialogo e di interazione con la società civile rappresentino un asset importante dell'azienda. Pertanto, l'Eni si impegna a diffondere la conoscenza dei valori e dei principi aziendali all'interno e all'esterno del Gruppo e a istituire adeguate procedure di controllo.

sintesi dei risultati

Nell'ambito dell'impegno volto a creare un valore duraturo, in grado di conciliare competitività e sostenibilità, improntato alla correttezza nei comportamenti nei confronti di tutti i suoi stakeholder, l'Eni nel 2003 ha proseguito lo sforzo per migliorare il sistema di regole e norme interne che disciplina il governo della Società, con l'obiettivo di garantire integrità e trasparenza verso gli azionisti, e gli stakeholder in generale, di assicurare l'affidabilità del management e una più equa ripartizione tra i suoi poteri e gli interessi degli stessi stakeholder e, infine, di rafforzare il corretto equilibrio tra gestione e controllo.

Nel 2003 l'Eni ha ridefinito il ruolo del Consiglio di Amministrazione e delle deleghe all'Amministratore Delegato, nonché approvato il regolamento del Comitato per il controllo interno e del Compensation Committee, che ne disciplina l'organizzazione e l'attività.

Inoltre, in adempimento al Decreto Legislativo n. 231/2001, che recepisce le direttive OCSE in materia di responsabilità amministrativa delle società per reati commessi o tentati da parte di dipendenti e amministratori a vantaggio o nell'interesse della società stessa, l'Eni ha recentemente adottato uno specifico modello di organizzazione, gestione e controllo in grado di tutelare la propria posizione in tale ambito.

Nel 2003 è proseguito l'impegno a sviluppare le competenze professionali e le capacità propositive e innovative delle persone che lavorano nell'Eni e a creare un ambiente di lavoro basato su correttezza nei rapporti, rispetto e fiducia reciproci. È stato implementato e consolidato il nuovo sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane con l'obiettivo di ottimizzare il reperimento, la gestione, la formazione e lo sviluppo del personale, e varato il programma di pianificazione HR e Knowledge Management in un'ottica d'attenzione e di valorizzazione delle professionalità critiche e del know-how aziendale, in funzione delle strategie di rafforzamento del business a livello internazionale.

Nelle relazioni industriali, il continuo dialogo con le organizzazioni sindacali, incentrato sul coinvolgimento e la trasparenza, ha consentito di raggiungere anticipatamente gli accordi di rinnovo del contratto nazionale che interessa circa l'80% dei dipendenti italiani del Gruppo. A livello internazionale, nell'ambito delle attività promosse con le rappresentanze sindacali in seno al Comitato Aziendale Europeo, è stato attivato un progetto per la formazione continua volta a sviluppare la comunicazione interculturale e la valorizzazione delle diversità all'interno del Gruppo.

Con l'obiettivo di una gestione HSE coordinata, omogenea e sempre più ispirata ai principi della sostenibilità delle attività operative, l'Eni ha definito un Modello di Sistema di Gestione (MSG) e predisposto audit di sistema mirati alla verifica dell'efficacia dei sistemi di gestione nelle aree di business, nonché la loro rispondenza con l'MSG.

È proseguito il dialogo con le comunità con le quali l'Eni interagisce, con l'obiettivo di implementare tutte le misure necessarie volte a mitigare l'impatto delle attività sul territorio e di contribuire alla realizzazione delle aspettative di crescita e benessere delle popolazioni, nel rispetto dei diritti e delle tradizioni locali. Nel corso dell'anno sono stati promossi numerosi progetti, tra i quali i programmi di sviluppo rurale e di supporto alle attività imprenditoriali in Nigeria, Venezuela e Pakistan e l'impegno a favore della lotta all'AIDS sia a livello globale sia a livello locale, in Nigeria, dove l'Eni collabora con l'Unicef per un progetto volto alla prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio.

L'impegno dell'Eni verso un sistema energetico sostenibile trova riscontro nelle azioni adottate per contribuire alla riduzione delle emissioni dei gas serra. Oltre a continuare nei programmi di sviluppo dell'utilizzo del gas naturale – la fonte energetica a minori emissioni di carbonio – promuovendone l'integrazione con l'elettricità, l'Eni coerentemente con la

Proseguire il cammino verso un valore sostenibile

Nell'ambito del percorso orientato a promuovere una maggiore consapevolezza e integrazione dei principi e dei valori in materia di sostenibilità e di responsabilità sociale d'impresa all'interno del Gruppo, nel 2003, sono stati attivati diversi momenti di confronto e verifica con le strutture operative presenti sul territorio. L'iniziativa è finalizzata a migliorare, nell'ambito dei processi di consultazione, le capacità di risposta alle aspettative dei principali stakeholder internazionali e locali, nonché ad accrescere la trasparenza, la credibilità e la reputazione dell'Eni nei paesi in cui opera.

Nell'anno l'Eni ha continuato ad alimentare il dialogo con quelle agenzie che annoverano il titolo della Società nei loro rating di sostenibilità, con l'obiettivo di sostenere e migliorare il proprio posizionamento.

In un'ottica di una più efficace valorizzazione e maggiore visibilità, le azioni intraprese dall'Eni sulla responsabilità d'impresa sono state progressivamente inserite nei diversi strumenti di comunicazione, in particolare, realizzando un'area dedicata all'interno del nuovo portale Eni.

ratifica italiana del Protocollo di Kyoto, aderisce al piano nazionale di riduzione delle emissioni di anidride carbonica. È un impegno che si concretizza attraverso la partecipazione al sistema europeo di emission trading e, nell'ambito dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo, la realizzazione di progetti Clean Development Mechanism (CDM) e Joint Implementation (JI).

Con l'obiettivo di un continuo rafforzamento del proprio vantaggio competitivo l'Eni è impegnata a sviluppare processi e prodotti sempre più efficienti e compatibili con l'ambiente, in grado di fornire energia più pulita a un costo accessibile. Nel corso dell'anno sono proseguiti gli impegnativi programmi di ricerca quali lo sviluppo dell'idrogeno come vettore energetico a partire da diverse fonti energetiche primarie, sono state sviluppate nuove tecnologie per il miglioramento della capacità di ritrovamento e produzione di idrocarburi, in taluni casi trasferite per la prima volta a livello industriale. Il costante impegno in attività di Ricerca e Sviluppo, svolto anche in collaborazione con istituzioni accademiche italiane e organizzazioni internazionali, ha consentito di registrare risultati importanti anche negli altri settori di attività, quali la produzione di carburanti innovativi.

Riconoscimenti dei mercati finanziari

Il percorso intrapreso dall'Eni in materia di governance e responsabilità d'impresa si è tradotto in questi ultimi anni in *importanti apprezzamenti da* parte dei mercati finanziari e anche nel 2003, la Società si è distinta sia in Italia che a livello internazionale.

Per il terzo anno consecutivo l'Eni è stata inserita nei due indici di E. Capital Partners SpA (l'Ethical Index Euro e l'Ethical Index Global) e nell'indice ASPI Eurozone (Advanced Sustainable Performance Indices) dell'agenzia europea di rating Vigeo, che valuta la performance delle 120 società europee quotate nel Dow Jones Euro STOXX. Si è aggiudicata per il secondo anno consecutivo il miglior rating etico tra le società del MIB 30 nella classifica redatta dall'Agenzia Europea di Investimenti (AEI) rispetto all'impegno nei confronti di una serie di principi etici fissati dalle Nazioni Unite, OCSE, ILO e Unione Europea. Inoltre, dal 2000, è inserita dalla società di consulenza Déminor, tra le grandi aziende italiane che meglio hanno saputo interpretare e applicare le norme sulla corporate governance con specifico riferimento ai diritti e doveri degli azionisti, all'informativa e alla composizione del Consiglio di Amministrazione.

L'agenzia di rating OekomResearch, sulla base di una indagine sulla sostenibilità sociale e ambientale del settore oil and gas condotta lo scorso anno, ha indicato l'Eni tra le compagnie del settore che si sono maggiormente distinte nel mettere in pratica l'impegno per un modello di crescita sostenibile.

In Italia, Avanzi SRI Research – partner italiano per l'agenzia di rating sociale e ambientale SiRi Company – nell'ambito del monitoraggio che svolge delle principali società italiane quotate in borsa sui temi della responsabilità sociale d'impresa ha assegnato all'Eni il massimo punteggio con un voto di 9,3 su 10, con riferimento alla sua performance in materia di corporate governance.

Sempre in Italia, l'Eni ha conseguito l'*Oscar di Bilancio*, riconoscimento istituito nel 1954 su iniziativa della Federazione delle relazioni pubbliche, e il premio riservato alla categoria "Società e grandi imprese quotate e non quotate". Nelle motivazioni del premio viene sottolineata, oltre alla trasparenza contabile e alla completezza dei dati, l'enfasi data nella pubblicazione alla governance, alla responsabilità d'impresa e alla sostenibilità.

corporate governance

Correttezza dei comportamenti

In considerazione della complessità delle situazioni in cui l'Eni si trova a operare, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto importante definire con chiarezza l'insieme dei valori che l'Eni riconosce, accetta e condivide e l'insieme delle responsabilità che l'Eni assume verso l'interno e verso l'esterno per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto degli interessi legittimi di azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari e delle collettività dei Paesi in cui l'Eni è presente con le proprie attività. Tutti coloro che lavorano nell'Eni, senza distinzioni o eccezioni, sono impegnati a osservare e a fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio dell'Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi. Questi valori sono fissati nel Codice di Comportamento, la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare. Il Codice di Comportamento è pubblicato sul sito internet dell'Eni (www.eni.it).

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 20 gennaio 2000 ha aderito al "Codice di autodisciplina delle Società Quotate" (di seguito Codice) e, a seguito di specifica ricognizione, ha preso atto del sostanziale allineamento del modello organizzativo dell'Eni ai principi contenuti nel Codice, nonché alle relative raccomandazioni della Consob.

In ottemperanza alle indicazioni e alle raccomandazioni della Borsa Italiana SpA, e in particolare alle "Linee guida per la redazione della relazione annuale in materia di corporate governance" del 12 febbraio 2003, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di corporate governance dell'Eni. Nella redazione si è tenuto conto anche del documento "Guida alla compilazione della relazione sulla corporate governance" emesso nel febbraio 2004 da Assonime e Emittenti Titoli SpA.

Struttura organizzativa dell'Eni

La struttura organizzativa dell'Eni è articolata secondo il modello tradizionale in cui la gestione aziendale è affidata in via esclusiva al Consiglio di Amministrazione, organo centrale nel sistema di corporate governance dell'Eni; le funzioni di vigilanza sono attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.

Il Consiglio ha conferito specifiche deleghe al Presidente e all'Amministratore Delegato che ai sensi dell'art. 25 dello statuto hanno la rappresentanza della Società.

In ottemperanza agli indirizzi di governance maggiormente seguiti a livello internazionale, il Consiglio ha costituito inoltre al suo interno comitati con funzioni consultive e propositive.

Il Consiglio di Amministrazione: competenze, deleghe e composizione

Nel corso del 2003 il Consiglio ha effettuato un approfondimento del sistema di governance dell'Eni; oltre alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile, il Consiglio si è riservato le seguenti competenze:

1. definisce le regole di corporate governance aziendale e di Gruppo, ivi incluso la nomina, la definizione delle funzioni e i regolamenti dei comitati di amministratori;
2. definisce, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e verifica l'adeguatezza nonché le modalità di gestione dei principali rischi aziendali;
3. esamina e approva le linee portanti della struttura societaria e organizzativa di Gruppo verificando l'adeguatezza dell'assetto organizzativo e amministrativo della Società e del Gruppo predisposto dall'Amministratore Delegato;
4. stabilisce – su proposta dell'Amministratore Delegato – le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo;
5. esamina e approva i piani pluriennali strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo;
6. esamina e approva i budget annuali delle Divisioni, della Società nonché del consolidato di Gruppo;
7. valuta e approva la documentazione di rendiconto periodico contemplata dalla normativa vigente procedendo al confronto trimestrale dei risultati conseguiti con quelli programmati;
8. valuta il generale andamento della gestione con particolare attenzione alle situazioni di conflitto d'interessi;
9. esamina e approva gli accordi di carattere strategico;
10. riceve dagli amministratori con deleghe un'informativa tempestiva che renda conto al Consiglio dell'attività svolta nell'esercizio delle deleghe loro attribuite nonché riguardo alle operazioni di maggior rilievo, previa definizione dei criteri per la loro identificazione, e alle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate;
11. riceve dai Comitati di amministratori un'informativa periodica sull'attività svolta, previa definizione dei criteri e della periodicità;
12. attribuisce, modifica e revoca le deleghe agli amministratori, definendone i limiti e modalità di esercizio, determinando le retribuzioni connesse alla delega, sentito il Collegio Sindacale. Impartisce direttive agli organi delegati e avoca a sé operazioni rientranti nella delega;
13. approva, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, l'adozione e l'attuazione dei piani di incentivazione azionaria e stabilisce i criteri per la remunerazione del top management;
14. provvede – su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente – alla nomina, revoca e conferimento dei poteri dei direttori generali;
15. delibera sulle operazioni aventi un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario di competenza della Società ed effettua una previa valutazione per quelle riguardanti società del Gruppo. In particolare:
    a) le operazioni di acquisizioni, alienazioni, dismissioni, conferimenti di partecipazioni, di aziende o rami d'azienda, di immobili di valore superiore a 50 milioni di euro,
    b) gli investimenti in immobilizzazioni tecniche di maggior rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e in ogni caso quelli di ammontare superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio del settore Exploration & Production in nuove aree,

c) l'erogazione da parte della Società e da parte di società controllate di finanziamenti a terzi estranei al Gruppo,
d) il rilascio da parte della Società di garanzie personali e reali, rilasciate a terzi nell'interesse della Società o di società del Gruppo, di ammontare superiore a 50 milioni di euro,
e) l'erogazione da parte della Società e da parte di società controllate di finanziamenti a società partecipate non controllate nonché il rilascio di garanzie per le loro obbligazioni di ammontare superiore a 50 milioni di euro e, in ogni caso, se l'ammontare non è proporzionale alla quota di partecipazione posseduta;

16. esamina e delibera sulle proposte dell'Amministratore Delegato in ordine all'esercizio di voto e alle designazioni dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale delle principali controllate;

17. formula tutte le proposte di deliberazioni da sottoporre all'assemblea dei soci.

Il Consiglio ha conferito al Presidente la delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica e all'Amministratore Delegato tutti i poteri di amministrazione della Società a eccezione di quelli indelegabili e di quelli che il Consiglio si è riservato.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea degli azionisti, convoca e presiede le adunanze del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Ai sensi dell'art. 23 dello statuto, il Presidente e l'Amministratore Delegato riferiscono tempestivamente al Collegio Sindacale, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate; in particolare riferiscono sulle operazioni in potenziale conflitto di interessi.

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. Il Consiglio in carica, composto da otto consiglieri, è stato nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004. Nell'Assemblea citata il Ministro dell'economia e delle finanze non si è avvalso del potere speciale, previsto dall'art. 6 dello statuto, di nominare, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, un amministratore. Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli amministratori avviene mediante voto di lista, a eccezione di quello la cui nomina è riservata al Ministro dell'economia e delle finanze d'intesa con il Ministro delle attività produttive. Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'assemblea in prima convocazione e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale e, per prassi, sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato.

Gli amministratori posseggono i requisiti di onorabilità e indipendenza prescritti dalle disposizioni normative applicabili all'Eni, nonché i requisiti di professionalità e l'esperienza necessari a svolgere con efficacia ed efficienza il loro mandato, al quale sono in grado di dedicare tempo e risorse adeguate.

Il Consiglio in carica è composto: dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Vittorio Mincato, e dai consiglieri Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato e Mario Resca. Roberto Poli, Vittorio Mincato, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato e Mario Resca sono stati candidati nella lista presentata dal Ministero dell'economia e delle finanze; Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô e Renzo Costi sono stati candidati nella lista presentata da investitori istituzionali coordinati da Arca SGR SpA. Segretario del Consiglio di Amministrazione è Piergiorgio Ceccarelli, dirigente della Società.

Sulla base delle comunicazioni ricevute, sono indicate di seguito le cariche di amministratore o sindaco ricoperte da ciascun amministratore in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni. Il curriculum professionale degli amministratori è disponibile sul sito internet dell'Eni.

Roberto Poli

Presidente del Consiglio di Amministrazione della Poli e Associati SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA e G.D. SpA; Socio accomandatario di Brafin SapA.

Mario Giuseppe Cattaneo

Presidente del Consiglio di Amministrazione di C.B.I. Factor SpA; Consigliere di amministrazione di Otis SpA, UnicreditBanca SpA, UnicreditBanca Audit SpA, Luxottica Group SpA e Banca Lombarda SpA; Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione di Euromobiliare Fondi SpA e Euromobiliare Alternative Investments SGR SpA; Presidente del Collegio Sindacale di Assifit SpA, B.P.B. Assicurazioni SpA, B.P.B. Assicurazioni Vita SpA, B.P.B. Partecipazioni Assicurazioni SpA, Humanitas Mirasole SpA (sanitario), Italiana Assicurazioni SpA, Mediofactoring SpA, Sanpaolo Leasing SpA, Sara SpA, Sara Vita SpA e Sia SpA.

Alberto Clô

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Aeroporto G. Marconi di Bologna SpA; Consigliere di amministrazione di GTP Holding SpA, ASM Brescia SpA, SAGAT SpA e Società Autostrade SpA.

Renzo Costi

Consigliere di amministrazione di Editrice Il Mulino SpA.

Mario Resca

Presidente del Consiglio di Amministrazione di McDonald's Italia SpA e Italia Zuccheri SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA; Commissario straordinario del Gruppo Cirio del Monte, in amministrazione straordinaria.

Il 28 gennaio e il 26 febbraio 2004 il Consiglio di Amministrazione, in ottemperanza alle indicazioni contenute nel Codice, ha valutato sulla base delle dichiarazioni rese dagli interessati che gli amministratori non esecutivi e il Presidente sono indipendenti perché non intrattengono con l'Eni e le imprese controllate, con l'Amministratore Delegato e con il Ministero dell'economia e delle finanze, azionista di riferimento dell'Eni, relazioni economiche di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio né sono stretti familiari dell'Amministratore Delegato. L'Amministratore Delegato è dipendente della Società.

Lo statuto non dispone in merito alla frequenza delle adunanze consiliari; nel corso del 2003 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 19 volte (13 nel 2002) con una durata media di quattro ore. È data preventiva notizia al pubblico delle date delle adunanze previste per l'esame del preconsuntivo, dei rendiconti periodici chiesti dalla normativa vigente, nonché delle date di convocazione dell'Assemblea.

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le modalità di convocazione delle proprie adunanze; in particolare il Consiglio è convocato dal Presidente, che di concerto con l'Amministratore Delegato individua i punti dell'ordine del giorno, mediante avviso da inviarsi a mezzo posta, fax o in via informatica almeno cinque giorni prima di quello fissato per l'adunanza; nei casi di necessità e urgenza, l'invio della convocazione è effettuato almeno 24 ore prima dell'ora fissata per l'adunanza. Lo statuto consente che le adunanze consiliari si tengano per videoconferenza.

Prima dell'adunanza è fornita agli amministratori la documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare, salvo i casi di urgenza e quelli in cui è necessario assicurare la riservatezza riguardo a specifiche operazioni.

Nel 2003 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media il 91% degli amministratori e il 90% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, sentito il parere del Collegio Sindacale. In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali; (ii) gli impegni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni decorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (stock grant) e ad attribuire le stock option all'Amministratore Delegato e ai direttori generali; (iii) le partecipazioni detenute nell'Eni e nelle società controllate dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali. Le informazioni di cui ai punti (i) e (ii) sono indicate anche nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha determinato il compenso annuo spettante al Presidente (250.000 euro) e agli amministratori (68.000 euro); inoltre l'Assemblea ha determinato un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli amministratori da corrispondere in funzione del posizionamento dell'Eni rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione in termini di rendimento totale per l'azionista nell'anno di riferimento. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se il rendimento per l'azionista dell'Eni nell'anno di riferimento si colloca al primo o al secondo posto, ovvero al terzo o al quarto posto nella graduatoria del rendimento totale per gli azionisti delle suddette compagnie petrolifere; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Nell'adunanza del 19 giugno 2003 il Consiglio ha verificato che l'Eni nel 2002 si è collocata al primo posto della graduatoria citata. Agli amministratori è corrisposta inoltre la somma di 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari, oltre al rimborso delle spese sostenute per lo svolgimento dell'incarico.

In relazione alle deleghe loro conferite, il Consiglio di Amministrazione ha determinato la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, costituita da una parte fissa e una parte variabile.

La parte variabile della remunerazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione variabile del top management (direttori generali delle Divisioni e responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato) è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economico-operativi (redditività, efficienza, progetti strategici) e azionari (quotazione del titolo Eni, rendimento totale per l'azionista comparativo). In relazione alle performance realizzate nel 2002, la parte variabile della remunerazione rappresenta il 46% di quella complessiva del Presidente e dell'Amministratore Delegato e il 41% di quella del top management. La parte variabile, oltre alla componente monetaria, include gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione azioni Eni a titolo gratuito trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (v. il paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA).

Comitati del Consiglio

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno tre Comitati, tutti con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno e il Compensation Committee, composti nel 2003 esclusivamente da amministratori non esecutivi indipendenti, nonché l'Oil & Gas Committee, al quale partecipa anche l'Amministratore Delegato. Gli amministratori non percepiscono compensi aggiuntivi per il loro incarico nei comitati.

I Comitati sono così composti:
Comitato per il controllo interno: Mario Giuseppe Cattaneo (Presidente), Alberto Clô, Renzo Costi e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.
Compensation Committee: Mario Resca (Presidente), Mario Giuseppe Cattaneo, al quale nel febbraio 2004 è subentrato Roberto Poli, Renzo Costi.
Oil & Gas Committee: Alberto Clô, Dario Fruscio, Vittorio Mincato e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.

Per le società ad azionariato diffuso il Codice raccomanda l'istituzione di un *Comitato per le proposte di nomina* costituito in maggioranza da amministratori non esecutivi "soprattutto nei casi in cui il consiglio rilevi la difficoltà da parte degli azionisti di predisporre le proposte di nomina". Il Comitato non è stato costituito perché, come indicato in precedenza, le liste dei candidati sono corredate per prassi dai curricula professionali.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1994, in forza delle delibere assunte il 18 ottobre 2000 e il 7 novembre 2003 dal Consiglio di Amministrazione, svolge nei confronti del Consiglio funzioni istruttorie, propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della Società.

Nell'adunanza del 7 novembre 2003 il Consiglio ha approvato il regolamento del Comitato e ne ha specificato le funzioni (il testo del Regolamento è disponibile sul sito internet dell'Eni). Nell'adunanza del 28 novembre 2003, il Consiglio ha nominato Presidente del Comitato Mario Giuseppe Cattaneo.

Il Comitato nel corso del 2003 si è riunito 11 volte, con la partecipazione media dell'86% dei suoi componenti, e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalla funzione di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (iii) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci dell'esercizio 2002, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie, alle operazioni con parti correlate e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate; (iv) monitorato lo sviluppo del modello operativo della funzione di internal auditing; (v) incontrato il revisore principale di Gruppo per l'approfondimento degli adempimenti connessi alle nuove normative statunitensi ivi comprese quelle relative alle proprie funzioni; (vi) rivisitato il proprio regolamento al fine di allinearlo all'"edizione rivisitata luglio 2002" del Codice di Autodisciplina emanato dal Comitato per la Corporate Governance delle società quotate nonché integrarlo, ove compatibile con la normativa italiana, con le disposizioni del Sarbanes Oxley Act; (vii) esaminato la situazione degli incarichi di revisione del Gruppo, il consuntivo dei relativi costi e le osservazioni contenute nelle relazioni delle società di revisione ai bilanci delle società italiane del Gruppo; (viii) esaminato le tematiche connesse al conferimento di incarichi professionali a società di revisione o a soggetti del relativo network nel Gruppo, esprimendo i relativi orientamenti; (ix) definito gli incarichi aggiuntivi che possono essere conferiti alle società che revisionano il bilancio; (x) esaminato e monitorato le attività poste in essere dalla Società per gli adempimenti previsti dal D.Lgs. n. 231/2001 e successive modificazioni; (xi) esteso il campo di intervento del revisore principale anche alle società controllate con azioni quotate in borsa e analizzato le modalità operative connesse al processo di gara per il conferimento dell'incarico di revisione per il triennio 2004-2006.

Nel gennaio 2004 il Comitato ha valutato le risultanze della suddetta gara formulando al Consiglio di Amministrazione il proprio parere favorevole per l'individuazione di PricewaterhouseCoopers quale assegnataria dell'incarico di revisione contabile per il bilancio 2004-2006.

Compensation Committee

Il Compensation Committee, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha il compito di proporre al Consiglio sistemi di incentivazione manageriale, la remunerazione annua del Presidente e dell'Amministratore Delegato, nonché di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo.

Il Compensation Committee nel corso del 2003 si è riunito 3 volte con la partecipazione media del 90% dei suoi componenti, e ha: (i) esaminato gli obiettivi del piano di performance e incentivazione di Gruppo per l'anno 2003 e i risultati dell'anno 2002, anche ai fini di formulare la proposta all'Assemblea di autorizzare il Consiglio di Amministrazione a disporre di azioni proprie al servizio dei piani di stock grant 2003-2005 (v. il paragrafo "Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA); (ii) esaminato gli schemi di assegnazione delle stock grant e delle stock option per l'anno 2003 ai fini della successiva approvazione del Consiglio di Amministrazione; (iii) verificato i risultati dell'anno 2002 ai fini della determinazione del compenso variabile degli amministratori e della proposta di remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato; (iv) esaminato le linee generali e i criteri della politica retributiva annuale dei dirigenti del Gruppo.

Nell'adunanza del 26 febbraio 2004 il Consiglio ha approvato il Regolamento del Comitato e ne ha specificato le funzioni (il testo del Regolamento è disponibile sul sito internet dell'Eni). Nella stessa adunanza il Consiglio ha nominato Presidente del Comitato Mario Resca.

Oil & Gas Committee

L'Oil & Gas Committee, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 2002, ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti.

L'Oil & Gas Committee nel corso del 2003 si è riunito 3 volte, con la partecipazione media del 95% dei suoi componenti, e ha esaminato: (i) il tema "Idrocarburi nel Caspio: problemi e prospettive", approfondendo in particolare le diverse opzioni per l'esportazione di idrocarburi dalle aree produttive dell'Eni in Kazakhstan. In tale ambito, sono stati esaminati gli aspetti di mercato, economici e geopolitici caratterizzanti ciascuna rotta di trasporto. Le conclusioni raggiunte sono oggetto di ulteriori approfondimenti mirati; (ii) il tema "Le opzioni di crescita per linee esterne dell'Eni". Sono stati analizzati lo scenario internazionale degli idrocarburi e i comportamenti dei principali competitor in termini di politica di crescita, di portafoglio e di efficienza, per trarne considerazioni strategiche in merito alle opportunità di espansione dell'Eni a livello internazionale nel breve, medio e lungo periodo.

Il Collegio Sindacale e gli altri organi di controllo

Il Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 149 del D.Lgs. n. 58/1998 vigila sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione nonché sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2 del citato decreto.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati, eccetto il Presidente, il 30 maggio 2002 dall'Assemblea per un triennio che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004; ai sensi dell'art. 6 dello statuto, il Presidente del Collegio Sindacale è stato nominato con decreto del 29 maggio 2002 dal Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro

delle attività produttive. La nomina dei sindaci avviene ai sensi degli artt. 17 e 28 dello statuto mediante voto di lista che consente la presenza di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza. I sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati. Le liste, per prassi, sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato e sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'assemblea in prima convocazione e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale.

Il 19 dicembre 2001 l'Assemblea ha adeguato l'articolo 28 dello statuto al fine di recepire le disposizioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162 relativo ai requisiti di onorabilità e professionalità dei sindaci delle società quotate. Lo statuto dispone che almeno due sindaci effettivi e un sindaco supplente siano scelti tra gli iscritti nel registro dei revisori contabili che abbiano esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni e che i sindaci non in possesso di tale requisito siano scelti tra coloro in possesso dei requisiti di professionalità indicati nel decreto n. 162/2000; ai fini del decreto stesso, lo statuto dispone che sono strettamente attinenti all'attività della Società le materie di diritto commerciale, economia aziendale e finanza aziendale e i settori ingegneristico e geologico. I sindaci dell'Eni sono tutti iscritti al registro dei revisori contabili.

Il Collegio Sindacale è composto dal Presidente, Andrea Monorchio, dai sindaci effettivi Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Riccardo Perotta, e dai sindaci supplenti Fernando Carpentieri e Giorgio Silva. Il curriculum professionale dei sindaci è disponibile nel sito internet dell'Eni. Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Fernando Carpentieri sono stati candidati nella lista presentata dal Ministero dell'economia e delle finanze; Luigi Biscozzi, Riccardo Perotta e Giorgio Silva sono stati candidati nella lista presentata da investitori istituzionali coordinati da Arca SGR SpA.

Ai sindaci è fornita prima delle adunanze la documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare. Lo statuto consente che le adunanze del Collegio Sindacale possano tenersi in videoconferenza.

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha determinato il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun sindaco effettivo, rispettivamente, in 87.000 euro e 58.000 euro, oltre a 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari e al rimborso delle spese sostenute.

L'attività di revisione contabile è affidata ai sensi di legge a una società di revisione iscritta nel registro dei revisori contabili, la cui nomina spetta all'Assemblea. La società di revisione in carica è la PricewaterhouseCoopers SpA, nominata per un triennio dall'Assemblea il 1° giugno 2001 che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2003.

L'Eni è sottoposta altresì al controllo contabile della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo, Luigi Schiavello (sostituto Angelo Antonio Parente).

L'azionariato della Società

Il capitale sociale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2003 ammonta a 4.002.922.176 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.002.922.176 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima. Inoltre:

- ai sensi dell'art. 6 dello statuto, nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale;
- ai sensi degli artt. 17 e 28 dello statuto, ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista; gli azionisti che da soli o insieme ad altri azionisti rappresentino almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria hanno diritto di presentare liste per la nomina degli amministratori e sindaci diversi da quelli nominati ai sensi dell'art. 6.2 lettera d) dello statuto.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2003 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale dell'Eni SpA sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'economia e delle finanze	813.443.277	20,32
Cassa Depositi e Prestiti SpA	400.288.338	10,00
Eni SpA (azioni proprie)	230.568.453	5,76

Sulla base delle comunicazioni degli istituti bancari incaricati del pagamento del dividendo 2002, la ripartizione dell'azionariato per area geografica e per fascia di possesso è la seguente:

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
Italia	410.226	2.488.138.911	62,18
UK e Irlanda	1.196	319.449.120	7,98
Altri Stati UE	4.023	695.127.173	17,37
USA e Canada	1.538	172.857.603	4,32
Resto del Mondo	1.225	97.783.148	2,44
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		224.339.092	5,61
Altri	n.d.	4.128.879	0,10
Totale	**418.208**	**4.001.823.926**	**100,00**

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
>10%	1 (2)	1.213.731.615	30,33
3%-10%	1 (3)	142.250.671	3,56
2%-3%	2 (4)	218.539.657	5,46
1%-2%	9	506.927.839	12,67
0,5%-1%	8	217.382.914	5,43
0,3%-0,5%	10	150.594.193	3,76
0,1%-0,3%	37	250.186.901	6,25
≤ 0,1%	418.140	1.073.742.165	26,83
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		224.339.092	5,61
Altri	n.d.	4.128.879	0,10
Totale	**418.208**	**4.001.823.926**	**100,00**

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo 26 giugno 2003 (data stacco: 23 giugno 2003).
(2) L'azionista Ministero dell'economia e delle finanze ha comunicato la riduzione del possesso azionario del 10%.
(3) L'azionista Banca Monte dei Paschi di Siena ha comunicato la riduzione del possesso azionario dal 3,56 allo 0,03.
(4) I seguenti azionisti hanno comunicato la riduzione dei loro possessi azionari: Banca di Intermediazione Mobiliare IMI SpA dal 2,80 all'1,63%, Caboto Holding dal 2,66 allo 0,86%.

Diritti speciali riservati allo Stato - golden share

Lo statuto dell'Eni all'art. 6.2 attribuisce, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, al Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, i seguenti poteri speciali (in sintesi): (a) gradimento da rilasciarsi espressamente all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria; (b) gradimento da rilasciarsi espressamente quale condizione di validità alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui in tali accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria; (c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e

alla successiva lettera (d); (d) nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo. Il Ministro dell'economia e delle finanze si è avvalso dei poteri di cui alla lettera (a) al fine di consentire a una banca d'affari, in occasione delle OPV di azioni Eni, il possesso di azioni da collocare sul mercato mentre non si è mai avvalso dei poteri di cui alle lettere (b) e (c).

L'esercizio dei poteri speciali è regolato dalla legge citata e dalla direttiva emanata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri l'11 febbraio 2000.

L'art. 4 della legge n. 350/2003 (Finanziaria 2004), commi da 227 a 231, contiene modifiche alla legge 30 luglio 1994, n. 474 relative all'esercizio di poteri speciali da parte del Governo italiano in "società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato operanti nel settore della difesa, dei trasporti, delle telecomunicazioni, delle fonti di energia, e degli altri pubblici servizi" (così detta "golden share"). Il comma 231 dispone: "Gli statuti delle società nelle quali è prevista la clausola che attribuisce allo Stato i poteri speciali sono adeguati alle disposizioni di cui ai commi da 227 a 230." L'assolvimento dell'obbligo è subordinato all'emanazione di specifici decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri riguardanti l'individuazione delle società: (i) "nei cui statuti, prima di ogni atto che determini la perdita del controllo, deve essere introdotta con deliberazione dell'assemblea straordinaria una clausola che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze la titolarità di uno o più dei poteri speciali da esercitare di intesa con il Ministro delle attività produttive" (comma 227); (ii) "dai cui statuti va eliminata, con deliberazione dell'assemblea straordinaria, la clausola con la quale è stata attribuita al Ministro dell'economia e delle finanze la titolarità di uno o più dei poteri speciali" (comma 229). Inoltre, sempre con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri da emanarsi entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge finanziaria, devono essere individuati (iii) "i criteri di esercizio dei poteri speciali, limitando il loro utilizzo ai soli casi di pregiudizio degli interessi vitali dello Stato" (comma 230).

Assemblee

L'Assemblea è il momento istituzionale di incontro tra gli amministratori della Società e i suoi azionisti. Nel corso delle riunioni assembleari i soci possono chiedere informazioni *sia sulle materie all'ordine del giorno sia sull'andamento della gestione in generale*. L'informativa è fornita nel rispetto della disciplina delle informazioni "price sensitive".

L'assemblea ordinaria esercita le funzioni previste all'art. 2364 del codice civile e quella straordinaria le funzioni di cui all'art. 2365 del codice civile, oltre alle altre normativamente previste.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, gli avvisi di convocazione sono pubblicati su diversi giornali italiani ed esteri e lo statuto prevede (artt. 13 e 14) sia il voto per corrispondenza sia la facoltà di ricorrere alla raccolta delle deleghe. Il 4 dicembre 1998, l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito internet dell'Eni, al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e garantire in particolare il diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti in discussione.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori e trattamento delle informazioni

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, l'Eni ha adottato una politica di comunicazione volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato e a garantire la sistematica diffusione di un'informativa esau-

riente e tempestiva sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare. In tale ottica, l'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici con gli investitori istituzionali, con la comunità finanziaria e con la stampa, nonché dall'ampia documentazione resa disponibile e costantemente aggiornata sul sito internet dell'Eni e delle principali società controllate. Apposite funzioni dell'Eni assicurano i rapporti con gli investitori, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

I rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Investor Relations. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail investor.relations@eni.it.

I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Rapporti con gli Organi di Informazione.

I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché con il numero verde 800940924.

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e gli eventi/operazioni rilevanti nonché le procedure emanate dall'Eni in materia di corporate governance sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito internet dell'Eni. Sempre nel sito, sono disponibili i comunicati stampa della Società, la documentazione distribuita nel corso degli incontri con gli analisti finanziari, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, nonché l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti, compresi i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta.

L'Eni è consapevole che l'informativa finanziaria riveste un ruolo centrale nel funzionamento dei mercati dei capitali nonché nella creazione e nel mantenimento di relazioni soddisfacenti tra l'impresa e la sempre più vasta platea di interlocutori. L'Eni è consapevole altresì che la fiducia degli investitori nelle società quotate sui mercati regolamentati è uno degli elementi essenziali al funzionamento dell'economia globale. Gli investitori devono poter fare affidamento sull'assoluta integrità morale delle persone che occupano le posizioni chiave della Società e sull'osservanza da parte del management di codici di comportamento, procedure e regole aziendali. L'impegno dell'Eni a fornire agli investitori e ai mercati un'informativa finanziaria veritiera, completa, trasparente, tempestiva e selettiva è sancito dal suo Codice di Comportamento che individua quali valori fondamentali nello svolgimento della propria attività e nei rapporti con i terzi la completezza e trasparenza delle informazioni, la legittimità formale e sostanziale di tutti i comportamenti posti in essere dai propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, nonché la chiarezza e la verità nei riscontri contabili secondo le norme di legge e le procedure interne.

Il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo", pubblicata sul sito internet dell'Eni. La procedura recepisce le indicazioni della Consob e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria e fissa i requisiti della comunicazione al pubblico degli eventi price sensitive (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce il flusso informativo volto ad acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi price sensitive. La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa.

Il Codice di Comportamento dell'Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Internal dealing

In ottemperanza alle disposizioni contenute nel Regolamento dei mercati organizzati e gestiti dalla Borsa Italiana SpA, nel testo modificato dalla delibera Consob n. 13655 del 9 luglio 2002, il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi dall'Eni SpA e da società controllate quotate (Internal dealing)", pubblicato sul sito internet dell'Eni. Il Codice sull'Internal dealing, entrato in vigore il 1° gennaio 2003, contiene la disciplina degli obblighi informativi e individua i limiti all'esecuzione delle operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate effettuate per conto proprio dalle persone rilevanti intendendosi per tali: (i) gli amministratori, i sindaci effettivi dell'Eni, il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo dell'Eni; (ii) i responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato dell'Eni nonché i responsabili delle funzioni da loro direttamente dipendenti.

Il Codice sull'Internal dealing:

- determina in 35.000 euro il controvalore delle operazioni compiute in ciascun trimestre solare il cui superamento comporta per le persone rilevanti l'obbligo di comunicazione al mercato (il limite stabilito dal Regolamento di Borsa è di 50.000 euro) e in 175.000 euro il controvalore delle operazioni compiute nel trimestre solare il cui superamento comporta la comunicazione "senza indugio" (il limite stabilito dal Regolamento di Borsa è di 250.000 euro);
- comprende tra le operazioni da considerare ai fini della verifica del superamento delle soglie sopra indicate l'esercizio del diritto di opzione a fronte di piani di stock option e la cessione di azioni acquisite a fronte di piani di stock option e di stock grant;
- vieta alle persone rilevanti di eseguire operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate nei quindici giorni lavorativi che precedono le adunanze consiliari dell'Eni nelle quali sono esaminati i rendiconti periodici obbligatori e il preconsuntivo nonché, se non comunicato in tale sede, il giorno in cui viene definita la proposta di dividendo all'Assemblea. Il divieto non si applica all'esercizio dei diritti attribuiti nell'ambito di piani di stock option e di stock grant, fermo restando l'obbligo di non procedere alla vendita delle azioni nei periodi indicati.

D.Lgs. n. 231/2001

Nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001" (Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'art. 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300) e ha istituito l'Organismo di Vigilanza. I "Principi del Modello 231" sono disponibili sul sito internet dell'Eni. I criteri seguiti per la redazione del Modello si ispirano alle Linee Guida predisposte da Confindustria.

* * *

L'Eni si è aggiudicata l'Oscar di Bilancio 2003, riconoscimento istituito nel 1954 su iniziativa della Federazione delle relazioni pubbliche, e il premio destinato alla categoria "Società e grandi imprese quotate e non quotate", con la seguente motivazione: "Il complesso dell'informativa di bilancio ben rappresenta il contesto nel quale il Gruppo opera a livello internazionale, con chiara evidenza all'informativa economico-finanziaria, alla missione e ai risultati. La trasparenza contabile, la completezza dei dati, le opportune riclassifiche e i raccordi anche con le risultanze economico-patrimoniali determinate con gli specifici principi contabili previsti per la quotazione del titolo nella Borsa americana, caratterizzano tale bilancio, disponibile in inglese e online...".

Nel dicembre 2003 il Financial Times ha pubblicato la "Europe top 150 corporate websites", classifica delle migliori 150 società per l'utilizzo del web nella comunicazione al mercato. L'Eni si è collocata al 45° posto, prima delle società italiane e unica delle società del MIB 30.

La Déminor Rating nel rapporto "Trends & Ratings 2003" sulla corporate governance ha incluso l'Eni nelle tre migliori società italiane relativamente ai diritti e doveri degli azionisti, all'informativa e alla composizione del Consiglio di Amministrazione. L'Eni è l'unica società italiana presente in tutti e tre i temi di corporate governance presi in esame nel rapporto.

La Governance Metrics International di New York nel suo rapporto del febbraio 2004 ha attribuito all'Eni un rating di 6,5 su scala mondiale; all'interno del campione di 32 società italiane prese in esame, l'Eni ha ottenuto il punteggio massimo di 10 punti. La graduatoria è stata effettuata mettendo a confronto sei diversi aspetti della governance di oltre 2.100 società in diversi paesi del mondo.

sviluppo risorse umane e standard di lavoro

L'impegno a promuovere lo sviluppo e la valorizzazione delle persone, come fattore determinante delle strategie di crescita e del conseguimento di un vantaggio competitivo di lungo termine per il core business, fa parte del patrimonio culturale e del sistema di valori di riferimento dell'Eni.

L'Eni pone grande cura nel creare un ambiente improntato al rispetto e alla fiducia reciproci tra dipendenti e tra dipendente e azienda, investe nel miglioramento continuo delle condizioni e degli standard di lavoro, favorisce lo spirito di gruppo, l'assunzione di responsabilità dei singoli e lo sviluppo di una cultura omogenea in grado di promuovere una forte Corporate Identity, detiene un rapporto aperto e un dialogo costruttivo con i rappresentanti dei lavoratori.

In tale ambito svolgono un ruolo primario la formazione, la valorizzazione delle caratteristiche distintive e delle esperienze di persone provenienti da paesi e culture differenti, lo scambio di know-how, la pianificazione e lo sviluppo di nuove professionalità in grado di riflettere, sostenere e potenziare la dimensione internazionale della Compagnia.

Nel 2003, l'impegno a migliorare politiche e strumenti per la valorizzazione dei dipendenti si è incentrato sui seguenti punti: (i) il consolidamento del modello organizzativo divisionale; (ii) il completamento in Italia del nuovo sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane e la realizzazione di iniziative per favorire una maggiore efficacia e omogeneità delle azioni intraprese a livello internazionale; (iii) l'enfasi sui temi della pianificazione del personale, sui sistemi di Knowledge Management secondo un'ottica innovativa e integrata; (iv) la comunicazione interna; (v) l'attenzione nei processi di selezione e formazione delle risorse umane; (vi) il consolidamento e lo sviluppo del modello di relazioni industriali sia in ambito nazionale che a livello internazionale.

Consolidamento del Modello organizzativo

A seguito della costituzione della Divisione Refining & Marketing derivante dalla incorporazione dell'AgipPetroli, è stato completato il processo di divisionalizzazione dell'Eni.

È stata inoltre avviata l'integrazione operativa delle attività di commercializzazione Gas & Power in Italia e all'estero e perfezionato il sistema dei servizi condivisi di Gruppo di supporto ai business in relazione agli assetti organizzativi e ai meccanismi operativi dei servizi amministrativi e di ICT.

Per quanto attiene specificamente alla gestione del personale, è stata completata la realizzazione di Centri di Servizio Professionali trasversali a tutte le realtà di Eni SpA presenti sul territorio nazionale, anche tramite la semplificazione ed omogeneizzazione di procedure e standard di lavoro.

Nuovo sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane e sua internazionalizzazione

In quest'ambito un particolare impegno è stato riservato all'elaborazione dei Modelli Professionali di riferimento per le Aree di business e per le funzioni di staff e supporto, sulla base dei quali orientare nel miglior modo possibile le attività di reperimento, gestione, formazione e sviluppo del personale. Al riguardo, proprio con l'obiettivo di fornire risposte efficaci alle esigenze sopra evidenziate, il nuovo sistema implementato si articola secondo i seguenti principi: la pianificazione, il decentramento, il marketing interno e il controllo.

Il monitoraggio continuo di indicatori di performance, attraverso uno specifico progetto che ha già portato a una prima elaborazione di sintesi, consentirà di verificare l'attuazione dei programmi avviati e di raccogliere indicazioni utili per il governo di un sistema complesso e decentrato.

L'insieme di normative e le metodologie su cui è basato il sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane dell'Eni è esteso anche all'estero. La specificità dei mercati internazionali e il continuo rafforzamento della nostra presenza nel mondo hanno tuttavia reso necessarie iniziative complementari, quali: la definizione di nuove normative per la gestione del personale in assegnazione internazionale; l'introduzione di forme contrattuali e schemi di compensation innovativi e coerenti con le caratteristiche del mercato del lavoro dei paesi nei quali il Gruppo opera; la creazione di Eni International Resources Ltd (sede Londra), centro di eccellenza per il reperimento, la selezione e la gestione di risorse con elevate skill manageriali e professionali, disponibili a essere impiegate worldwide; l'istituzione dell'unità Coordinamento Sistema Risorse Umane all'Estero per assicurare una maggiore integrazione delle iniziative di gestione del personale all'estero delle divisioni e società dell'Eni.

Programma Pianificazione HR e Knowledge Management (PKM)

La necessità di adeguare il capitale umano e il know-how aziendale ai fabbisogni di professionalità, determinanti nelle strategie di business, ha inoltre spinto l'Eni a varare il Programma Pianificazione HR e Knowledge Management (PKM) che si propone di identificare:

- un modello di pianificazione e sviluppo delle professionalità critiche nel medio-lungo termine in coerenza con il più generale modello di pianificazione di business;
- un modello di gestione della conoscenza e dell'informazione che consenta la trasformazione della conoscenza individuale in conoscenza organizzativa e una maggiore rapidità nei processi di maturazione professionale.

Comunicazione interna

Obiettivo della comunicazione interna è contribuire alla diffusione e condivisione dei valori, delle conoscenze, delle informazioni e promuovere integrazione e sviluppo di una comune identità di Gruppo.

In questa ottica, è stata compiuta la razionalizzazione delle intranet pre-esistenti in Eni SpA, attraverso la creazione di un Portale fra i più innovativi, comprendente funzionalità *Istituzionali*, come la pubblicazione di informazioni di utilità generale e servizi che automatizzano e semplificano le più rilevanti attività di supporto al personale; funzionalità *Operative*, con obiettivi strettamente connessi alla gestione di specifici processi; sistemi di *Knowledge Management*. Al Portale, strutturato per canali tematici, sono attualmente connessi gli utenti Eni SpA Italia, ma sono state poste le basi per un suo sviluppo all'estero e verso altre Società del Gruppo.

È stata inoltre avviata la pubblicazione della rivista aziendale *personæ*, pubblicazione bimestrale a carattere monografico che, attraverso contributi interni e di autorevoli esperti esterni, promuove la diffusione della conoscenza e il consolidamento della cultura Eni.

Selezione e formazione

La promozione della cultura aziendale, delle conoscenze e delle capacità delle risorse umane è anche frutto della formazione del personale che lavora per il Gruppo in Italia e all'estero e del costante collegamento con istituzioni accademiche e mondo scientifico.

In questa ottica, nel 2003, l'Eni, attraverso Eni Corporate University SpA (ECU), la società per la formazione, lo sviluppo e la condivisione della conoscenza, ha rafforzato i rapporti con il mondo universitario, attivando il "Nuovo Orientamento Energetico-Idrocarburi" all'interno dei corsi di ingegneria chimica e meccanica presso il Politecnico di Milano, nonché promuovendo un programma triennale per quattro Master Universitari di 2° livello nell'area ingegneristica con l'Università degli Studi di Bologna e il Politecnico di Torino, e nell'area della governance con l'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano e l'Università di Roma Tre.

Diverse sono state le iniziative realizzate per promuovere una maggiore interazione tra i giovani e il mondo del lavoro: eventi dedicati al Gruppo Eni, workshop e meeting rivolti ai laureandi e neolaureati, partecipazioni alle manifestazioni più qualificate nel settore, denominati career days.

La Scuola Mattei ha proseguito, in particolare con il Master MEDEA, la sua attività di formazione e ricerca post-universitaria in campo economico, energetico e ambientale con l'obiettivo di trasferire, oltre alle competenze tecnico professionali, il sistema di valori a cui si ispira l'Eni. Tramite ECU, l'Eni ha aderito al progetto European Academy of Business in Society, promosso da CSR Europe, volto a creare una rete di business school e imprese che promuovano la formazione di nuove competenze manageriali sui temi dell'etica e della responsabilità d'impresa.

Infine, con riferimento alla attività di formazione rivolta ai dipendenti nel 2003, sono state effettuate 1.251.210 ore di formazione, con un aumento di 39.460 ore di formazione rispetto al 2002, pari al 3,3%. Il 92% delle ore è stato dedicato alla formazione tecnico-professionale e l'8% a quella manageriale. La partecipazione è stata di 111.963 persone, di cui oltre 5.500 dirigenti. Alla formazione tradizionale è stata affiancata la formula dell'e-learning, che integra la formazione a distanza con quella in aula.

Relazioni industriali

Il sistema di relazioni industriali Eni, da sempre ispirato a principi di trasparenza e partecipazione e caratterizzato da un modello relazionale improntato a un dialogo aperto con le Organizzazioni Sindacali dei Lavoratori, è stato rinnovato nel 2001 secondo una strategia che rafforza e struttura il coinvolgimento del sindacato nella vita dell'impresa. Ciò ha consentito di raggiungere importanti risultati anche sul versante dei processi di riorganizzazione di un sistema complesso come quello dell'Eni.

Su queste premesse, nel dicembre 2003 è stato possibile sottoscrivere, ancor prima della naturale scadenza, gli accordi di rinnovo biennale della parte economica dei CCNL Energia e Petrolio e dell'Industria Chimica che interessano circa l'80% dei dipendenti italiani del Gruppo.

Sul versante delle relazioni industriali internazionali, è stato progettato e avviato, unitamente alle organizzazioni sindacali, il primo progetto di formazione continua a livello europeo, che trae origine dagli accordi definiti nell'ambito del Comitato Aziendale Europeo (CAE) del 2002. L'iniziativa, a carattere sperimentale, è finalizzata a sviluppare la comunicazione interculturale, la conoscenza e la comprensione tra culture diverse e la valorizzazione delle differenze. Attraverso Eni Corporate University verrà promossa la formazione orientata a potenziare sia le capacità dell'individuo di assumere comportamenti efficaci nell'ambito di un'organizzazione multiculturale sia gli strumenti dell'azienda per creare le condizioni adeguate a favorire, sostenere e diffondere tali comportamenti. Sempre con riferimento al CAE, insieme alle organizzazioni sindacali è stata creata una pagina web sul portale Eni per diffondere tra i lavoratori del Gruppo i contenuti dell'attività del Comitato e facilitare lo scambio di informazioni e i contatti tra i dipendenti e i loro rappresentanti dei diversi Paesi.

Riguardo all'Accordo sulle Relazioni Industriali Internazionali e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa, firmato nel novembre 2002, nel corso dell'incontro annuale tra Eni e le

Rappresentanze Sindacali Nazionali e Internazionali, previsto dall'accordo stesso, sono state tracciate le linee guida per una sua efficace implementazione. L'incontro si è chiuso con la consegna dell'Accordo tradotto in sette lingue – italiano, inglese, francese, spagnolo, portoghese, russo e arabo – e con l'impegno da parte aziendale a procedere alla sua effettiva implementazione in una logica di partnership che coinvolga anche i sindacati. In particolare, è stata decisa la creazione di gruppi di lavoro con l'obiettivo di verificare in maniera puntuale e approfondita la situazione e proporre eventuali iniziative, segnatamente nell'ambito della salute, della sicurezza, delle relazioni industriali e degli standard di lavoro.

Eni e la dimensione occupazionale

Negli ultimi anni, a seguito di una serie di importanti acquisizioni internazionali, il numero dei dipendenti Eni non italiani è notevolmente aumentato, fino a raggiungere nel 2003 quasi il 45% del totale, contribuendo così ad arricchire la dimensione internazionale dell'Eni e a migliorarne la competitività sui mercati internazionali. Una forza lavoro culturalmente eterogenea e aperta e una maggiore diversità nel bagaglio di conoscenze e professionalità all'interno del Gruppo rappresentano infatti fattori indispensabili per affrontare le nuove sfide globali.

Complessivamente, l'occupazione relativa alle imprese consolidate dell'Eni al 31.12.2003 è di 76.521 dipendenti con una diminuzione di 4.134 unità (-5,1%) rispetto al precedente esercizio, determinato dalla riduzione di 1.447 occupati italiani (-3,3%) e di 2.687 locali esteri (-7,3%). Nel dettaglio, i dipendenti assunti in Italia sono 42.235 (55,2% dell'occupazione di Gruppo) di cui 39.863 operanti in territorio nazionale, 2.178 operanti all'estero e 194 marittimi. Rispetto al 2002 la diminuzione del numero di occupati di -1.447 unità è dovuta sia a variazioni del campo di consolidamento (-105 unità), sia al saldo fra assunzioni e risoluzioni (-1.342 unità).

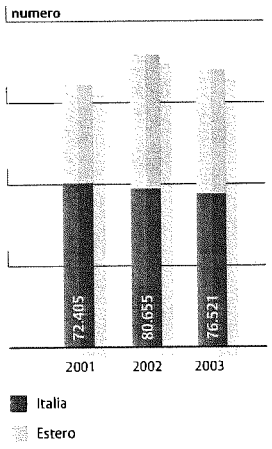
Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero, pari a 34.286 (44,8% dell'occupazione di Gruppo) ha registrato una diminuzione di -2.687 unità, principalmente per il saldo negativo (-2.952) fra assunzioni (Snamprogetti) e risoluzioni (Saipem in Kazakhstan) di contratti a tempo determinato solo parzialmente compensata dall'acquisizione nel settore Gas della società Mol-Gaz (+265).

Il processo di miglioramento dell'efficienza in atto nel Gruppo e la ricerca di nuove competenze e know-how è proseguito, da una parte, con l'attuazione di 3.397 risoluzioni di rapporti di lavoro, di cui 2.622 con contratto di lavoro a tempo indeterminato e 775 a tempo determinato e, dall'altra, con 2.055 nuove assunzioni, di cui 772 a tempo determinato e 1.283 a tempo indeterminato; dato, quest'ultimo, che conferma anche per il 2003 l'impegno della Compagnia a investire in una forza lavoro stabile. Le assunzioni, che rappresentano il 2,7% del totale degli impiegati, hanno riguardato prevalentemente personale laureato (678 unità di cui 405 ingegneri) e diplomato (562) inseriti in posizioni operative al fine di migliorare il mix qualitativo delle risorse umane impiegate nelle unità produttive.

Occupazione a fine periodo (numero)

	2001	2002	2003
Exploration & Production	7.533	7.715	**7.718**
Gas & Power	14.286	13.317	**12.982**
Refining & Marketing	15.172	13.757	**13.277**
Petrolchimica	12.479	7.258	**7.050**
Ingegneria e Costruzioni	18.632	29.091	**26.457**
Altre attività	4.303	7.012	**6.380**
Corporate e società finanziarie		2.505	**2.657**
	72.405	80.655	**76.521**

Occupazione a fine periodo



sviluppo sostenibile

L'Eni svolge la propria attività in Italia e all'estero, impegnandosi ovunque a trasferire conoscenze e know-how, a cooperare con le comunità di riferimento affinché valorizzino le loro capacità autonome e specifici vantaggi competitivi, a promuovere i fattori fondamentali dello sviluppo sostenibile, che comprendono il rispetto dei diritti umani, sociali e culturali delle popolazioni indigene, la tutela dei loro territori e dell'ambiente. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'Eni dedica particolare attenzione alla gestione delle differenti aree di business, non solo con riferimento agli aspetti legati alla sicurezza del lavoro, ma anche tenendo conto del territorio, nonché delle possibili ricadute su di esso. A tal fine, relativamente ai temi della HSE, è stato adottato un modello integrato finalizzato a una gestione degli aspetti organizzativi e operativi.

L'Eni persegue lo sviluppo di un sistema energetico sostenibile, sia in ambito locale, ad esempio attraverso progetti finalizzati a un impiego industriale del gas associato per la produzione di energia elettrica, sia a livello internazionale, con la partecipazione alla definizione di strategie che perseguano il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto; in tale ambito, l'utilizzo del gas come fonte energetica a basso contenuto di carbonio e lo sviluppo di tecnologie di separazione e stoccaggio a lungo termine di anidride carbonica hanno un ruolo rilevante.

Si tratta di un impegno globale volto a comprendere come e in che misura le attività industriali influenzino la vita delle popolazioni, a conciliare aspettative e fabbisogni di queste ultime con gli obiettivi di business e con la necessità di rispondere in modo tempestivo a sempre nuove e crescenti sfide operative.

Responsabilità nei confronti del territorio

Un processo di sviluppo sostenibile non può prescindere dal rispetto dei diritti umani nella loro accezione più ampia, essendo questo tema parte integrante di una visione responsabile del business. L'Eni recepisce pienamente l'orientamento espresso dall'Organizzazione delle Nazioni Unite, secondo il quale "il diritto allo sviluppo è un diritto umano inalienabile e parte integrante delle libertà umane fondamentali" e, come per altro ribadito dal recente addendum al Codice di Comportamento approvato nel 2003, riafferma l'adesione al sistema dei valori sancito dalla Dichiarazione Universale dei Diritti Umani delle Nazioni Unite, dalle Convenzioni fondamentali dell'ILO e dalle Linee Guida per le Imprese Multinazionali fissate dall'OCSE.

L'Eni, in tutte le realtà in cui conduce attività operative, si impegna a svolgere un ruolo positivo nel fornire alle comunità di riferimento concrete prospettive di sviluppo sostenibile, in termini di opportunità di lavoro, incremento del reddito, miglioramento delle condizioni di vita, alimentazione, livello di istruzione, disponibilità di infrastrutture, cure mediche, forniture di energia e acqua potabile, nel pieno rispetto dei loro diritti a livello globale. Al fine di stabilire, qualunque sia il contesto di riferimento, un rapporto reciproca-

mente favorevole, l'Eni presta grande attenzione alla gestione responsabile di tutte le fasi del ciclo operativo con particolare riguardo agli aspetti più delicati a esso collegati, come la politica di security, il decommissioning, la valutazione degli impatti sul territorio e la loro eventuale mitigazione. Al riguardo l'Eni promuove un processo di consultazione aperto a tutti gli interlocutori interessati dal progetto industriale – le comunità, i loro rappresentanti, le associazioni operanti sul territorio – che consente il raggiungimento di accordi di cooperazione e la realizzazione di programmi di sviluppo sostenibile e di protezione ambientale.

A testimonianza di tale volontà e impegno si ricordano, tra gli altri, i seguenti esempi: la Nigeria – dove l'Eni, nell'ambito del dialogo con le oltre 300 comunità del Delta del Niger, ha sottoscritto Memorandum of Understanding che prevedono la costituzione di comitati di controllo preposti anche alla risoluzione di eventuali divergenze e conflitti, cui partecipano esponenti delle comunità – e l'Ecuador, dove il processo di consultazione con le comunità indigene nell'area di Campo Villano, nella provincia di Pastaza, ha favorito la valutazione dei loro reali fabbisogni nonché la realizzazione di programmi di sviluppo e di una serie di iniziative per mitigare l'impatto ambientale delle attività operative.

Parallelamente, l'Eni è impegnata a diffondere al suo interno i principi di responsabilità sociale e di cittadinanza d'impresa attraverso le attività di formazione, valorizzando anche gli aspetti interculturali come potenziale fattore di successo, a sviluppare in questo ambito canali e modalità di comunicazione basati sulla correttezza e la trasparenza e a promuovere il rispetto dei diritti umani tra i suoi contrattisti e fornitori.

Anche in qualità di partner in joint venture o consorzi nei quali non ha responsabilità dirette né proprio personale impegnato, l'Eni si adopera costantemente perché vengano adottate misure volte a garantire la realizzazione delle opere secondo i più stringenti standard internazionali e le normative nazionali e che siano effettuate valutazioni di impatto integrate e condotti processi di consultazione con i principali stakeholder.

L'Eni intrattiene rapporti di consultazione e scambio di informazioni con le principali associazioni italiane e internazionali che operano nel campo della difesa dei diritti civili e della tutela dell'ambiente. Oltre all'impegno derivante dalla partecipazione all'iniziativa "Global Compact" delle Nazioni Unite, svolge un ruolo attivo nelle diverse sedi di dialogo istituzionale, così come all'interno delle associazioni di categoria cui aderisce (Oil & Gas Producers, IPIECA, CSR Europe, etc.) al fine di concordare iniziative e politiche comuni in merito a una serie di aspetti critici dello sviluppo sostenibile: standard in materia di diritti umani, strumenti per la valutazione integrata degli impatti, trasparenza dei pagamenti ai governi dei paesi produttori.

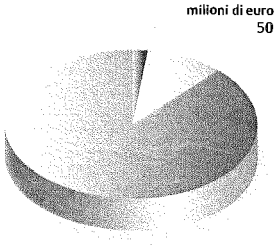
Nella consapevolezza che l'attività industriale del Gruppo nei suoi diversi segmenti può avere impatti anche potenzialmente negativi sul territorio, l'Eni agisce con responsabilità e correttezza in tutte le situazioni critiche in cui sia necessario accertare eventuali disfunzioni nei sistemi di management aziendali perché è suo primario interesse effettuare veri-

fiche e mettere in atto azioni correttive. A tal fine, seguendo la propria tradizione di visione imprenditoriale e di politica di business responsabile, coopera con assoluta trasparenza con le autorità competenti e mantiene costante apertura al dialogo nei confronti delle comunità locali e dei principali stakeholder nazionali e internazionali.

Contributo allo sviluppo locale

L'Eni partecipa ai processi di sviluppo sostenibile delle comunità in cui opera con l'obiettivo finale di realizzare le condizioni per una loro maggiore autosufficienza economica. È un impegno che, nel rispetto dei bisogni reali delle popolazioni, è teso a soddisfare aspettative molto differenti, secondo il diverso livello di sviluppo dei paesi nei quali Eni è presente. Si tratta di un processo in continua evoluzione che, favorendo il trasferimento di conoscenze e promuovendo un costante dialogo con gli stakeholder locali, contribuisce a mantenere un clima di fiducia nei confronti di Eni.

Sviluppo delle comunità
ripartizione spesa 2003



Gli interventi promossi sono realizzati con la partecipazione attiva delle comunità beneficiarie e in collaborazione con associazioni, amministrazioni locali e agenzie umanitarie. L'impegno della Società a contribuire efficacemente alle prospettive di sviluppo e benessere delle popolazioni con le quali interagisce è testimoniato dalla realizzazione di progetti di sviluppo sociale e di salvaguardia ambientale, di attività di istruzione primaria e professionale e di programmi di assistenza sanitaria di base e iniziative finalizzate alla tutela e alla valorizzazione del patrimonio culturale.

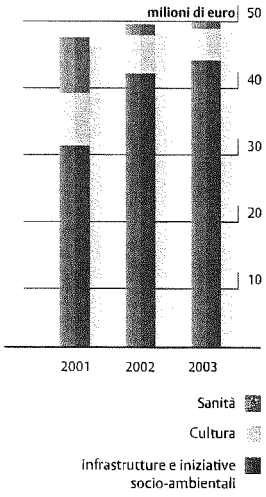
Di seguito la descrizione degli interventi promossi nel corso del 2003 nell'ambito delle tre direttrici principali di intervento: infrastrutture socio-ambientali, sanità e cultura.

Il quadro completo e aggiornato dei programmi è disponibile sul sito www.eni.it.

Le infrastrutture e le iniziative socio-ambientali

Con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita delle popolazioni con cui interagisce, l'Eni realizza infrastrutture sociali, premessa indispensabile per qualsiasi processo di crescita, e promuove progetti in grado di svilupparsi in modo autonomo e di integrarsi nel contesto socio-culturale di riferimento. Con queste finalità l'Eni contribuisce, tra l'altro, a estendere la fornitura di energia ad aree non raggiunte dalla rete di distribuzione, ad attivare progetti di sviluppo rurale, a favorire la crescita di piccole attività imprenditoriali con programmi di micro-credito. Altrettanto impegno è dedicato sia alle tematiche ambientali, nel cui ambito l'Eni, oltre a condurre le sue attività nel pieno rispetto delle norme e dei più elevati standard internazionali, promuove interventi volti alla conservazione e protezione degli ecosistemi, nonché all'istruzione e alla formazione attraverso la promozione di attività di scolarizzazione di base, corsi di orientamento professionale, inserimento di giovani e adulti nel mondo del lavoro.

Sviluppo delle comunità
spesa 2001-2003 per settore



Nell'ambito delle infrastrutture sociali, in KAZAKHSTAN, Paese che sotto il profilo operativo rappresenta un'area nevralgica l'Eni sta realizzando i seguenti progetti:

- congiuntamente agli altri partner del Progetto Kashagan, la costruzione di un ospedale rurale e di due scuole, la ristrutturazione di edifici pubblici (centri sportivi e scuole), la fornitura di equipaggiamento medico-sanitario per il reparto di maternità dell'ospedale di Aktau, il programma di interventi volti al ripristino e al miglioramento della costa, nonché all'estensione dell'accesso all'acqua potabile;
- nel corso dell'anno è proseguito il vasto programma di opere pubbliche e strutture sociali promosso direttamente dall'Eni nell'area della nuova capitale Astana, di cui alcune già realizzate, come la ristrutturazione e l'ampliamento di un centro ricreativo per bambini nella località di Baldauren, e altre in fase di completamento, quale la costruzione della biblioteca nazionale;
- nell'ambito del Progetto Karachaganak, nella regione di Uralsk, i principali interventi hanno riguardato la costruzione di un orfanotrofio, il completamento di centri sporti-

vi, la ristrutturazione della "Regional Philarmonic Hall", la realizzazione di sistemi di distribuzione di gas naturale e la ristrutturazione di strade.

La sanità

La consapevolezza dell'importanza di migliorare le condizioni di salute delle comunità con le quali interagisce si traduce in un costante impegno dell'Eni volto al rafforzamento dei sistemi sanitari, la fornitura di assistenza di base, il miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie, delle infrastrutture e della formazione a livello locale nell'ottica di un'autonoma capacità di gestione.

Nella REPUBBLICA DEL CONGO, dopo aver ristrutturato l'Ospedale di Talangaï a Brazzaville in collaborazione con l'ONG Medicus Mundi, l'Eni ha promosso dal 2002 un accordo tra questa struttura e l'Ospedale Sacco di Milano, specializzato in malattie tropicali per l'assistenza e la formazione di personale locale e il mantenimento dell'efficienza della struttura ospedaliera che presta le sue cure a una popolazione di circa 300 mila persone.

L'Eni è impegnata in questi anni a sostenere lo sforzo della comunità internazionale nel combattere la diffusione di gravi malattie, che rappresentano anche un ostacolo alle prospettive di sviluppo e benessere delle popolazioni. Nell'ambito del costante interesse ad attivare collaborazioni con istituti di ricerca e a sostenere iniziative avviate da organismi internazionali, l'Eni aderisce a una serie di programmi, a livello globale, volti a fronteggiare la malaria e l'AIDS.

Prosegue l'impegno nella lotta alla malaria che ha visto l'Eni tra i principali partner privati dell'iniziativa Roll Back Malaria lanciata dall'Organizzazione Mondiale della Sanità nel 1998 insieme a Unicef, UNDP e Banca Mondiale. Nei paesi di presenza operativa affetti da questa patologia, la Società fornisce supporti finanziari a specifici interventi (come nel caso del programma di controllo della malaria in Azerbaigian nel 1999-2001) o mette a disposizione le proprie competenze per sviluppare forme di collaborazione e di divulgazione, a livello di singole comunità, di una maggiore conoscenza delle problematiche igienico-sanitarie a fini preventivi. In alcuni casi specifici, come la Nigeria, vengono realizzati programmi di intervento più ampi comprendenti anche la concessione di strutture e servizi sanitari per analisi di laboratorio, per assistere e trattare casi e per favorire programmi di formazione e ricerca applicata per il personale medico.

L'Eni si propone quale partner attivo nella gestione di emergenze sanitarie relative ai paesi di presenza operativa. Nella REPUBBLICA DEL CONGO, a seguito dell'epidemia di "ebola" scoppiata nel Nord-Ovest del Paese nel 2003, l'Eni ha donato kit sanitari di emergenza alle Autorità sanitarie locali, affiancando l'opera delle organizzazioni umanitarie internazionali impegnate ad assistere le popolazioni colpite dalla malattia.

La promozione della cultura

L'Eni intrattiene stretti e costanti rapporti con il mondo della cultura, espressione fondamentale delle comunità in cui opera, favorisce gli scambi culturali e la valorizzazione del patrimonio artistico. Promuove l'organizzazione di mostre, sostiene istituzioni musicali, partecipa a progetti di restauro e a campagne di scavi archeologici. Buona parte dell'impegno in questo campo si concretizza in Italia, anche se nel corso degli anni diverse sono state le iniziative promosse nei paesi dove l'Eni è presente. Nel 2003 ha attuato una serie di iniziative a supporto di istituzioni culturali e manifestazioni in funzione delle specifiche esigenze del territorio.

Al fine di rappresentare il contributo dell'Eni alla promozione di processi di sviluppo sostenibile nelle diverse realtà in cui opera, di seguito si indicano le iniziative assunte in alcuni paesi, molto diversi tra loro sia dal punto di vista socio-economico e culturale sia in termini di storia e presenza operativa dell'Eni.

In NIGERIA, nel corso degli anni sono state realizzate centinaia di progetti nel campo dello sviluppo sociale, dell'assistenza sanitaria, dell'istruzione e della formazione, della protezione dell'ambiente, della produzione alimentare e della cultura. Nel 2003 l'Eni,

L'impegno dell'Eni nella lotta all'AIDS

Con oltre 40 milioni di persone affette dal virus HIV e oltre 3 milioni di morti nello scorso anno, l'AIDS rappresenta una delle più drammatiche emergenze sanitarie e sociali del nostro pianeta e colpisce le aree più povere e disagiate (e soprattutto donne, giovani e bambini), in particolare l'Africa sub-sahariana, dove si verifica il 75% dei casi.
Per contrastare la malattia, oltre ai farmaci – il cui accesso rimane ancora oggi per molti problematico – e a efficaci politiche di sensibilizzazione, prevenzione e cura, è necessario un impegno attivo da parte di governi, istituzioni internazionali, imprese, associazioni e le comunità colpite.
È proprio in questo quadro di collaborazione che gli interventi dell'Eni sono indirizzati a sostenere iniziative a favore della lotta all'AIDS promosse dai principali organismi internazionali, affiancati a una crescente politica di attenzione e prevenzione nei luoghi di lavoro.
Il Global Fund to Fight AIDS, Tuberculosis and Malaria a cui l'Eni ha contribuito, sostiene in Nigeria gli interventi del Governo per la realizzazione di attività rivolte alla prevenzione della trasmissione del virus da madre a bambino, all'ampliamento dell'accesso a programmi antiretrovirali e al potenziamento delle campagne di informazione. Sempre in Nigeria, come sarà illustrato successivamente, l'Eni collabora con l'Unicef nel Delta del Niger, sostenendo un progetto finalizzato anch'esso alla prevenzione della trasmissione del virus dell'HIV da madre a figlio.
L'Eni ha aderito alla Global Business Coalition on HIV/AIDS, che si propone di promuovere tra le imprese una maggiore consapevolezza e un concreto coinvolgimento nella lotta all'AIDS.

Sviluppo delle comunità - dettaglio spesa 2003

La spesa complessiva a favore delle comunità è stata nel 2003 di circa 50 milioni di euro, che conferma l'impegno dell'Eni nei confronti delle comunità e riflette in parte lo sviluppo delle attività di business e l'acquisizione di nuove aree operative di questi ultimi anni.

Il rapporto tra spese a favore delle comunità e utile netto conseguito dalla Compagnia è pari a circa lo 0,9%*, sostanzialmente in linea con quello degli anni precedenti.

La ripartizione della spesa a livello di aree di intervento è la seguente: infrastrutture e iniziative socio-ambientali 88%, promozione della cultura 10%, interventi sanitari 2%.

Sono numeri che confermano il maggiore impegno a favore di iniziative volte a promuovere processi di sostenibilità, in particolare attraverso la realizzazione di opere infrastrutturali e progetti di sviluppo sociale.

(*) Il London Benchmarking Group colloca il rapporto ideale compreso tra lo 0,5 e l'1% dell'utile netto.

attraverso la consociata NAOC e insieme ai partner industriali, ha proseguito nell'impegno volto a contribuire al miglioramento degli standard di vita delle circa 300 comunità del Delta del Niger e alla valorizzazione delle risorse locali.

Tra i principali progetti realizzati con l'obiettivo di attuare iniziative in grado di svilupparsi autonomamente e di inserirsi nel contesto sociale di riferimento, l'importante programma di sviluppo agricolo integrato Green River Project, che ha consentito una maggiore autosufficienza socio-economica a circa 200.000 persone negli stati del Delta del Niger. Nel corso dell'anno è stato dato particolare impulso a programmi di microcredito e di formazione gestionale. L'iniziativa, attuata in partnership con la Central Bank of Nigeria, ha reso possibile la costituzione di 34 cooperative attive nei settori agricolo, dell'allevamento e della pesca e ha determinato un netto miglioramento delle condizioni di vita dei beneficiari.

Sempre in campo agricolo-alimentare, è stato ulteriormente sviluppato il progetto Burma Rice Farm mirato alla reintroduzione della coltivazione del riso nello Stato del Bayelsa. Le aree coltivate sono passate dai 5 ettari della fase pilota agli 11 ettari attuali, con una produzione di circa 30 tonnellate di riso.

In collaborazione con il Governo dello Stato di Imo, è stato effettuato il ripristino delle infrastrutture del vivaio ittico di Oguta, finalizzato a riavviare la produzione di pesce e a contribuire a soddisfare il fabbisogno alimentare della regione.

Sul fronte della formazione professionale, 250 giovani dei centri di Obama e Polaku nello Stato del Bayelsa, sono stati coinvolti in un programma di Skill Acquisition della durata di 10 mesi (novembre 2002-settembre 2003). Il programma, mirato alla promozione di un approccio innovativo alle problematiche dello sviluppo sociale, ha consentito ai giovani di acquisire specifiche competenze in particolari campi artigianali. Il programma prevede altresì il supporto nelle successive fasi di costituzione e gestione di piccole imprese autonome.

In campo sanitario, l'accordo firmato nel 2002 con il Governo dello Stato del Bayelsa e la comunità di Ologoama per realizzare un programma di prevenzione e controllo della malaria nel distretto Okoroma/Tereke, ha portato al completamento di un centro sanitario, alla fornitura di barche ambulanza, alla distribuzione di medicinali e zanzariere, alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione e alla ristrutturazione del sistema idrico di Ologoama. Il progetto, che nel 2003 ha coinvolto circa 4.000 persone, sarà successivamente ampliato, con particolare attenzione ai gruppi più vulnerabili della popolazione. Nell'ambito delle attività rivolte alla lotta all'AIDS, l'Eni supporta un programma Unicef per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a bambino, attraverso l'attivazione di una serie di servizi di consulenza e assistenza sanitaria presso 4 centri sanitari nelle aree rurali del Delta del Niger. La popolazione a cui il programma è destinato si compone di oltre 300.000 persone, di cui circa 15.000 donne incinte.

È proseguito nel 2003 l'impegno dell'Eni a favore di una gestione responsabile dell'impatto ambientale delle proprie attività operative, nonché di specifiche iniziative di conservazione e mitigazione di rischi ambientali per le comunità locali. Il progetto Zero Gas Flaring, che prevede il contenimento della combustione del gas associato al petrolio estratto dai giacimenti e quindi della produzione di anidride carbonica, porterà entro la fine del 2004 a raggiungere gli obiettivi prefissati di riduzione delle emissioni e, attraverso il parziale utilizzo del gas per alimentare la centrale elettrica di Kwale, contribuirà a rendere più sicure e stabili le forniture di energia elettrica nella regione.

In PAKISTAN, il contributo allo sviluppo locale e al miglioramento delle condizioni di vita delle comunità interessate dalle attività dell'Eni si esprime prevalentemente attraverso interventi nel campo della salute, dell'istruzione primaria e formazione professionale e dello sviluppo sociale.

Nel corso del 2003, avvalendosi della collaborazione dell'organizzazione non governativa Thardeep Rural Development Program (TRDP), l'Eni ha promosso la costituzione di 154 comitati locali di sviluppo che hanno l'obiettivo di diventare attori del processo di sviluppo della propria comunità. I comitati hanno consentito interventi di micro-

credito a favore di un centinaio di piccole attività nei settori del commercio, dell'artigianato, dell'agricoltura e della pesca.

Nell'ambito dell'istruzione primaria e della formazione professionale, i principali interventi hanno riguardato il sostegno a comitati di gestione scolastica per garantire l'insegnamento in zone remote, la realizzazione di 5 nuove scuole e il supporto a 9 scuole ubicate in altrettante comunità rurali, per un totale di circa 400 alunni, e la realizzazione, in collaborazione con l'Organizzazione Mondiale della Sanità, di corsi di formazione primaria e di indirizzo professionale rivolti alla popolazione femminile. Nella città di Jhangara (nella regione del Kirthar) è stato costituito un Computer Training Center che ha consentito a circa 100 studenti di conseguire il diploma nel settore informatico.

In campo sanitario, è in fase di sviluppo un ampio programma volto al miglioramento dei servizi di base della regione di Kirthar che prevede, tra l'altro, la costituzione di Centri sanitari rurali, la fornitura di un'ambulanza e di cliniche mobili per consentire l'estensione dei servizi anche alle popolazioni di zone remote. Particolarmente significativo il sostegno fornito a diversi Centri per l'infanzia e la maternità che, oltre a fornire servizi prenatali, di assistenza al parto e cure di base a madri e bambini, si fanno carico di campagne immunitarie e di interventi di pianificazione familiare. Nel 2003 è stata avviata la costruzione di una nuovo centro che affiancherà una struttura analoga già presente a Jhangara.

Di grande rilevanza è l'impegno nel campo dell'estensione dell'accesso all'acqua potabile e per usi irrigui. Nel corso del 2003 sono stati implementati tre sistemi per la fornitura di acqua e installate diverse pompe manuali in diversi villaggi della regione di Kirthar.

In occasione dell'inondazione di fine luglio della regione meridionale del Paese, l'Eni in collaborazione con l'organizzazione non governativa TRDP, ha prestato assistenza a oltre 600 famiglie e coordinato gli interventi di gestione dell'emergenza umanitaria, fungendo come centro di riferimento anche per altri donatori.

In **VENEZUELA** le numerose iniziative di sviluppo nelle quali l'Eni è coinvolta, direttamente o in collaborazione con Organismi nazionali e internazionali e con ONG locali, riguardano prevalentemente i settori sanitario, dell'istruzione primaria e della formazione professionale e del microcredito per l'avvio di piccole iniziative imprenditoriali.

Tra i principali interventi promossi nel corso del 2003 l'avvio nella regione di Dación del progetto di assistenza sanitaria, realizzato in collaborazione con l'Asociación Venezolana para una Educación Sexual Alternativa, l'UNDP e la Croce Rossa Italiana, riguardante la rieducazione giovanile e, in particolare, le problematiche sessuali dell'adolescenza (gravidanze precoci, paternità non responsabile, violenze) indicate dal National Council for Rights e dall'Unicef come prioritarie e urgenti nel Paese. Il progetto, già in fase di esecuzione in altre aree del Paese (numerosi distretti nello Stato di Vargas e la municipalità di Pedro Gual nello Stato di Miranda), ha permesso la formazione di 133 educatori e di 250 giovani impegnati in azioni di prevenzione e promozione di comportamenti responsabili.

Sempre nell'area di Dación, dove l'Eni svolge la propria attività operativa, è proseguito il sostegno al progetto di sviluppo rurale integrato dell'Organizzazione non governativa Fundación Técnico Agropecuaria de Guanape. L'obiettivo dell'iniziativa è di incrementare lo sviluppo rurale, rafforzando le capacità individuali e comunitarie nel settore agricolo e zootecnico e di favorire la costituzione e il consolidamento di unità produttive e di salvaguardia ambientale attraverso attività di formazione e di concessione di crediti tramite un Fondo Rotativo Comunitario appositamente costituito. Il progetto ha consentito di fornire assistenza tecnica a 56 unità produttive, determinando benefici diretti e indiretti per una popolazione di circa 2.000 persone.

Dal 2002 l'Eni sostiene inoltre l'associazione Instituto Radiofónico de Fe y Alegría per un programma di formazione integrata per adulti nella regione di Dación mirato a fornire, oltre a una preparazione scolastica di base e occupazionale, anche elementi di educazione sanitaria e di salvaguardia ambientale.

Attraverso l'Organizzazione non governativa Fundación OGA, e in collaborazione con il Ministero dell'Istruzione e il Consiglio Nazionale per la Cultura, l'Eni è impegnata nella promozione a livello nazionale della diffusione della conoscenza della cultura preispanica nelle scuole elementari, finanziando la distribuzione di materiale educativo in 800 scuole del Paese.

L'Eni sostiene progetti finalizzati a diffondere le nuove tecnologie informatiche, principalmente nello Stato di Vargas e nelle aree di Caracas, attraverso finanziamenti a microimprese, la fornitura di computer alle scuole e corsi di formazione.

In ITALIA, dove ricopre storicamente un ruolo importante nel sistema industriale ed energetico del Paese, l'Eni partecipa attivamente alla vita sociale e culturale e, continuando il suo tradizionale impegno, nel 2003 ha realizzato numerose iniziative.

Sul fronte sanitario, nel corso dell'anno sono proseguite le importanti collaborazioni con la Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori, per la realizzazione di un Piano di Diagnosi Precoce rivolto ai dipendenti mirato alla prevenzione oncologica di alcuni fra i più frequenti tumori, e con il Centro di Ricerca sulla Terapia Neurovegetativa dell'Università degli Studi di Milano, volta a sviluppare un approccio multimediale per le diagnosi a distanza, i trattamenti terapeutici e la formazione del personale medico. È proseguito il sostegno all'associazione internazionale Fondazione Thèodora che organizza spettacoli e intrattenimento per i bambini ricoverati in ospedale tramite incontri con clown addestrati al lavoro in ambito ospedaliero.

In campo ambientale, l'Eni ha continuato la decennale collaborazione con l'Amministrazione del Comune di Ravenna e la Regione Emilia Romagna che, attraverso specifici accordi, coinvolge la Società sulle tematiche inerenti l'armonizzazione delle attività industriali con la salvaguardia ambientale. Particolare attenzione viene dedicata ai rilievi per il monitoraggio delle variazioni della costa, alla raccolta di dati meteomarini in collegamento con la Protezione Civile per la previsione di eventi estremi e alla programmazione di studi e specifici interventi tesi alla difesa dei litorali.

Nell'ambito dell'accordo definito con la Regione Basilicata, riguardante un complesso programma di supporto ambientale, nel corso del 2003 è stata avviata una serie di interventi in Val d'Agri, che prevedono: attività di compensazione ambientale tese a una valorizzazione delle risorse naturali locali e al ripristino delle aree interessate dalle attività estrattive; la realizzazione del programma regionale di completamento della rete di distribuzione di metano; l'istituzione di borse di studio da parte dell'Università di Potenza su temi di economia, ambiente, gestione delle risorse, energia e nuove tecnologie. Sono inoltre in corso studi sulla biodiversità dell'area in collaborazione con la Regione, l'Università di Potenza e diversi altri enti e istituzioni locali. Anche con i Consorzi del Parco del Ticino e con altri enti locali, è in corso lo sviluppo di studi sulla biodiversità che prevede tra l'altro il reinserimento nella fauna locale di alcune specie animali.

Nel mondo della scuola l'Eni è da anni impegnata nella diffusione delle conoscenze delle tematiche legate all'energia e alle risorse ambientali attraverso il sito www.eniscuola.it, ora anche in lingua portoghese. Inoltre, specifiche iniziative nelle scuole sono state promosse nel corso dell'anno sia in Val d'Agri, con l'obiettivo di favorire l'approfondimento e lo studio del territorio e di promuovere il dialogo tra classi e istituti attraverso nuovi strumenti informatici, sia nell'area del Parco del Ticino, nell'ambito della collaborazione con i Consorzi del Parco, per favorire la conoscenza del patrimonio ambientale locale.

L'Eni in questi ultimi anni ha voluto legare la sua immagine a istituzioni musicali di assoluto prestigio, come la Fondazione Teatro alla Scala, la Fondazione del Teatro La Fenice di Venezia, l'Accademia di Santa Cecilia di Roma e la Fondazione del Teatro Regio di Torino, di cui l'Eni è socio fondatore. Con altre importanti istituzioni, l'Eni ha un consolidato rapporto di collaborazione che si esprime attraverso la sponsorizzazione della stagione concertistica del Teatro dell'Opera di Roma, del Carlo Felice di Genova, del Teatro Comunale di Ferrara e di singole manifestazioni, come il Festival di Ravenna e di Spoleto e i concerti del FAI. L'Eni ha sponsorizzato altresì importanti manifestazioni

artistiche del Paese, come la mostra "Grande pittura genovese dall'Ermitage: da Luca Cambiaso a Magnasco", inaugurata nel 2002 e proseguita nel 2003 nell'ambito del rapporto di collaborazione con il Palazzo Ducale di Genova.

Da alcuni anni la Società collabora con la Soprintendenza per i Beni Archeologici della Basilicata per il recupero dei reperti rinvenuti durante i lavori di scavo per la posa delle condotte e dell'oleodotto della Val d'Agri. Sono stati rinvenuti oltre 100 siti, costituiti principalmente da necropoli e da insediamenti enotri e greci; nell'area di Crotone, nell'ambito del Parco Archeologico del promontorio di Capo Colonna, l'Eni sta collaborando con diverse istituzioni nazionali per la realizzazione di interventi di tutela e di salvaguardia della colonna superstite del tempio di Hera Lacinia.

Tutela salute, sicurezza e ambiente

Il completamento della struttura multidivisionale dell'Eni SpA ha comportato il riesame dell'intera organizzazione della gestione Salute Sicurezza e Ambiente (HSE), volto ad armonizzare i sistemi e le procedure di gestione. A tal fine, in armonia con le Linee Guida Salute Sicurezza, Ambiente Eni, è stato definito il Modello di Sistema di Gestione (MSG) che individua i requisiti fondamentali per rendere omogenea la gestione HSE delle differenti aree di business, indipendentemente dal tipo di attività e dai contesti geopolitici in cui operano. Il MSG, orientato al miglioramento continuo, è basato su un ciclo gestionale che comprende la pianificazione, l'attuazione, il controllo e le azioni correttive, il riesame della direzione e la definizione dei nuovi obiettivi. Inoltre è stato predisposto l'Eni HSE Evaluation System, consistente in un protocollo di audit di sistema volto a verificare l'esistenza, la completezza, la funzionalità e l'omogeneità dei sistemi di gestione delle aree di business e, in particolare, la loro coerenza con il MSG.

Nel 2003 le aree di business hanno avviato il processo di adeguamento dei propri sistemi di gestione al MSG.

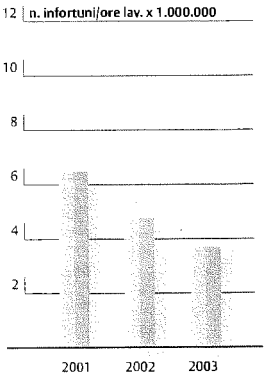
È continuato da parte delle aree di business l'impegno di verifica della conformità dell'attività svolta dalle unità operative con le politiche e le procedure HSE. Nel 2003 sono stati effettuati 2.089 interventi di audit HSE e di qualità, utilizzando auditor interni ed esterni.

Nel 2003 è proseguita l'attività di certificazione, secondo i più avanzati standard internazionali, dei sistemi di gestione e delle unità operative, in particolare di quelle più esposte a rischi HSE. Il numero di certificazioni ottenute è salito a 110, con un incremento del 29% rispetto al 2002.

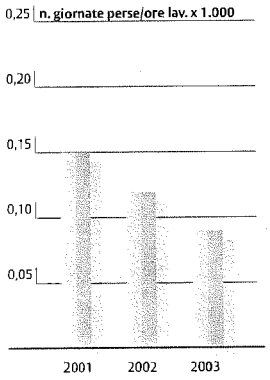
Nel 2003 gli indicatori di performance HSE sono migliorati o rimasti sostanzialmente in linea con i livelli già raggiunti negli scorsi anni; in particolare, sono ulteriormente migliorati gli indici infortunistici di frequenza (3,71) e gravità (0,09).

Al 31 dicembre 2003 il personale impegnato nelle attività HSE è di 2.103 unità equivalenti a tempo pieno. L'impegno nella formazione del personale si è mantenuto su alti livelli, con un totale di 72.233 partecipazioni per 281.539 ore di corsi in Italia.

Totale Eni: Indice di frequenza



Totale Eni: Indice di gravità



Sviluppo di un sistema energetico sostenibile

Un rilievo particolare è stato dato all'impegno Eni volto a sostenere lo sforzo nazionale per la mitigazione delle emissioni di gas serra. Con la ratifica del Protocollo di Kyoto l'Italia, si è impegnata a ridurre, nel periodo 2008-2012, le proprie emissioni di gas serra del 6,5% rispetto al 1990. Le riduzioni possono essere effettuate sia con misure interne sia mediante i cosiddetti "meccanismi flessibili". Questi ultimi permettono di realizzare progetti in Paesi in via di sviluppo (CDM - Clean Development Mechanism) e in Paesi industrializzati o con economie in transizione (JI - Joint Implementation) e di acquisire, per questa via, riduzioni di emissioni che sono considerate equivalenti a riduzioni interne.

Il "Piano d'azione nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra: 2003-2010" ha previsto un ampio ricorso ai meccanismi flessibili per conseguire gli obiettivi di Kyoto. L'Eni, grazie alla sua presenza operativa in circa 70 Paesi, è un partner di elezione per realizzare progetti CDM e JI e per contribuire al programma nazionale di riduzione dei gas serra. In vista di questo obiettivo, in occasione della COP9 – la Conferenza delle Parti firmatarie del Protocollo di Kyoto, svoltasi a Milano nel dicembre 2003 – il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e l'Eni hanno sottoscritto un Accordo volontario per l'utilizzo dei meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto che intende promuovere la realizzazione di progetti CDM e JI e contribuire allo sviluppo sostenibile dei paesi ospiti.

Un significativo potenziale di riduzione è connesso alle attività minerarie all'estero che in alcuni casi, per mancanza di opportunità di mercato locale, richiedono di bruciare in torcia (flaring) il gas associato alla produzione di petrolio. L'eliminazione del flaring e l'utilizzo del gas a sostegno dello sviluppo economico locale permette di coniugare sviluppo sostenibile e mitigazione dei gas serra. Il riconoscimento di tali progetti come progetti CDM e JI potrà consentire di acquisire crediti di emissione e facilitare il perseguimento dell'obiettivo italiano di riduzione delle emissioni. Alcuni progetti di eliminazione del gas flaring sono già stati realizzati dall'Eni in Nigeria e in Congo e altri sono in preparazione. Al fine di contribuire alla rimozione delle barriere che ostacolano la realizzazione di progetti di eliminazione del gas flaring, l'Eni si è associata alla Global Gas Flaring Reduction Initiative, promossa da World Bank.

Altre importanti attività dell'Eni, in relazione al Protocollo di Kyoto, sono collegate all'introduzione, nel gennaio 2005 dello schema europeo di Emission Trading. Alle installazioni coinvolte – gran parte dei siti industriali dell'Eni – sarà assegnato dal Piano Nazionale di Allocazione un tetto di emissioni. Poiché il superamento delle quote consentite potrà comportare costi elevati – la sanzione nel primo periodo è di 40 euro per tonnellata di anidride carbonica – le imprese sono incentivate a individuare e realizzare progetti di riduzione delle emissioni.

L'Eni ha introdotto un protocollo di contabilità e reporting delle emissioni di gas serra completo, accurato e trasparente, requisito essenziale per la "certificazione" delle emissioni. Il reporting consentirà di supportare la gestione strategica dei rischi e delle opportunità legati ai gas serra, la definizione degli obiettivi e la valutazione dei progressi compiuti.

A supporto del più generale impegno per la mitigazione dei gas serra, l'Eni sta continuando il programma di sviluppo del gas naturale in Italia e all'estero, con progetti tecnologicamente avanzati quali i gasdotti Blue Stream, dalla Russia alla Turchia, e il Greenstream, dalla Libia alla Sicilia. Le maggiori disponibilità di gas in Italia consentiranno di espandere ulteriormente l'integrazione gas-elettricità, attraverso i cicli combinati ad alta efficienza e con emissioni di anidride carbonica comparativamente molto più basse rispetto al carbone e ai combustibili liquidi.

Più orientato al medio e lungo termine è lo sviluppo delle tecnologie di separazione di anidride carbonica e di stoccaggio permanente in formazioni geologiche, perseguito attraverso la partecipazione al CO_2 Capture Project, un programma di R&S internazionale condotto in collaborazione con altre grandi compagnie petrolifere.

Ulteriori e più dettagliate informazioni riguardanti gli obiettivi e i risultati HSE del Gruppo Eni sono contenute nel Rapporto Salute Sicurezza Ambiente 2003.

ricerca e innovazione

L'Eni persegue l'eccellenza tecnologica, basata sulla promozione e lo scambio di esperienze, professionalità e know-how, come fattore essenziale di competitività e sostenibilità industriale ed economica.

A sostegno del proprio processo di crescita e della sua capacità di espansione l'Eni ha consolidato nel 2003 il nuovo modello di innovazione tecnologica varato l'anno precedente che, integrando le competenze di ricerca e sviluppo con la fase di applicazione industriale, concentra gli sforzi di innovazione su progetti strategici in grado di generare un vantaggio competitivo di lungo termine e sistemi con performance sempre più di avanguardia.

Nel 2003 è proseguita la riorganizzazione delle strutture di Ricerca e Sviluppo con l'incorporazione in EniTecnologie di Eurosolare, società attiva nel settore del fotovoltaico, e l'avvio di una analoga operazione riguardante le strutture di R&S della Divisione Exploration & Production.

È continuata, inoltre, l'attuazione del Piano delle Risorse, mirato ad adeguare in misura sempre maggiore le risorse e le competenze disponibili alle necessità dei progetti e dei business, ed è stata avviata l'attività di ottimizzazione dei processi per la gestione dell'innovazione tecnologica.

L'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 238 milioni di euro (175 nel 2002). Il numero di addetti al 31 dicembre 2003 era di circa 1.400 unità (1.390 nel 2002).

Nel corso dell'anno, numerose tecnologie sono state applicate per la prima volta a livello industriale.

Nel settore **Exploration & Production** sono state trasferite su scala industriale le seguenti tecnologie: Sismica cross-well, che permette una migliore caratterizzazione del giacimento impattando in modo significativo sul suo sviluppo, ed Expandable Screen Technology che consente di controllare la produzione di sabbia in pozzo.

Sono stati inoltre registrati importanti sviluppi nell'ambito della caratterizzazione dei reservoir fratturati iniziando le applicazioni in campo di una metodologia che consente la modellizzazione 3D della rete di fratture presenti nel reservoir e la simulazione del flusso dei fluidi all'interno delle fratture stesse. Importanti sviluppi industriali si sono avuti nella tecnologia innovativa CRS Stack (Common Reflection Surface) che permette una più accurata valutazione del sottosuolo, e quindi, la riduzione dei tempi di progetto e del rischio associato alla definizione del modello geologico nella fase esplorativa e di sviluppo; in particolare, l'impiego della tecnologia CRS ha consentito l'ottenimento di risultati significativamente superiori a quelli ottenibili dalle tecnologie convenzionali in termini di elaborazione di immagini sismiche e definizione del modello di velocità.

Prosegue il progetto volto a sviluppare tecnologie per operazioni in acque molto profonde e in condizioni di visibilità scarsa o nulla, grazie a tecnologie 3D e a sistemi di navigazione acustica avanzati, e continuano le attività riguardanti lo sviluppo di nuovi sistemi di produzione galleggiante configuranti una Dry Tree Completion Unit e un Well Head Barge.

È stato lanciato il programma integrato di innovazione tecnologica "H_2S management in E & P operations" volto alla individuazione di soluzioni innovative per la mitigazione dell'impatto "sour gases" sugli asset operati dall'Eni.

Nel settore **Gas & Power** è stato avviato il progetto di sviluppo TAP (Trasporto Alta Pressione) con l'obiettivo di porre l'Eni in condizione di concorrere nel "Gas to Market" con l'opzione "Alta Pressione".

Principali linee di ricerca:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi

Geoscienze

Tecniche avanzate di prospezione geofisica

Modelli di simulazione dei giacimenti

Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti

Sistemi avanzati di perforazione

Produzione in ambienti ostili

Performance e differenziazione dei prodotti

Controllo avanzato dei processi

Catalisi innovativa di polimerizzazione

Valorizzazione dei feedstocks

Trasporto del gas in condotta su lunghe distanze

Conversione del gas a prodotti liquidi

Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri

Tutela dell'ambiente

Idrogeno

Riformulazione di carburanti e lubrificanti

Processi catalitici "puliti"

Monitoraggio della qualità dell'aria

Bonifica di terreni inquinati

Energia rinnovabile (solare fotovoltaico)

Sono state sviluppate importanti attività in collaborazione con alcune università italiane e nell'ambito di organizzazioni internazionali di ricerca quali il GERG (Gruppo Europeo di Ricerca sul Gas) nel corso delle quali sono state completate le ricerche su un sistema non distruttivo per la rilevazione della corrosione e sono state messe a punto metodologie per l'analisi della sicurezza e l'affidabilità della rete di metanodotti, con particolare riferimento all'interferenza di terzi. È stata rafforzata la presenza dell'Eni in ambito EPRG (European Pipeline Research Group), gruppo di ricerca formato dalle major europee nel campo del trasporto gas e dai produttori di acciaio e tubi.

Continua l'intensa attività di valutazione di nuove tecnologie per la rilevazione e il controllo di aree instabili; sono in corso importanti sviluppi nel campo della strumentazione per la ricerca di dispersioni sulle reti di distribuzione di gas naturale con l'impiego di tecnologie sviluppate in ambito europeo.

È stato approfondito lo sviluppo della generazione distribuita tramite microturbine a gas naturale e sono state avviate attività conoscitive, finalizzate in prospettiva alla costituzione di un portafoglio tecnologico, sull'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico a partire da diverse fonti energetiche primarie.

Nel settore **Refining & Marketing** è continuato l'impegno finalizzato all'ottenimento di prodotti (benzina, diesel e lubrificanti) caratterizzati da elevata qualità e basso impatto ambientale. In tale ambito è stato avviato con successo lo sviluppo commerciale del "BluDiesel", un nuovo gasolio per autotrazione sostanzialmente privo di zolfo, ed è stata introdotta nel mercato una nuova benzina altottanica. È stato altresì sviluppato commercialmente il lubrificante innovativo "fuel economy" e rinnovata la linea di lubrificanti "top synt evolution".

È stata completata la prima fase del programma di ricerca "Sistema Idrogeno e Gas di Sintesi" volto a incrementare il grado di fruibilità e di sostenibilità ambientale delle fonti energetiche di origine fossile e, sulla base delle indicazioni emerse, è stato avviato un progetto di sviluppo industriale di un nuovo tipo di reforming policombustibile basato sull'ossidazione catalitica a basso tempo di contatto di cariche idrocarburiche di varia natura.

Nella tematica GTL (conversione del gas naturale in prodotti liquidi) prosegue in collaborazione con l'Institut Français du Pétrole lo sviluppo della tecnologia di produzione di cere via sintesi di Fischer-Tropsch e della tecnologia collegata di upgrading cere via hydrocracking. Il progetto è finalizzato allo sfruttamento del gas naturale attualmente non estratto per l'eccessiva distanza dalle aree di consumo o del gas associato.

Nell'area della "valorizzazione greggi pesanti e della trasformazione dei residui di raffineria" è in fase avanzata la costruzione presso la Raffineria di Taranto dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno basato sulla tecnologia a elevata valenza strategica Eni Slurry Technology (EST).

Nella **Petrolchimica** è stato consolidato il nuovo sistema catalitico per il processo di polimerizzazione in soluzione, atto a produrre vari tipi di polietilene a bassa densità con migliori prestazioni. Sono stati inoltre messi a punto nuovi prodotti nel campo dei polimeri stirenici destinati ai settori dell'edilizia e dei frigoriferi e un nuovo polibutadiene a microstruttura controllata per pneumatici. È stata inoltre consolidata su scala pilota una tecnologia innovativa per la valorizzazione di frazioni aromatiche a basso costo verso un intermedio utilizzabile per la produzione di poliesteri ad alte prestazioni.

L'impegno di Ricerca e Sviluppo in **campo ambientale** ha consentito in primo luogo la definizione del programma di ricerca integrato GHG (Green House Gases) volto alla verifica in campo della fattibilità industriale della segregazione geologica di CO_2. L'avvio del progetto è previsto nel 2004.

È in fase di sviluppo il progetto di telemonitoraggio avanzato EWMS (Early Warning Monitoring System) che ha l'obiettivo di realizzare un'unica piattaforma informatica per la rilevazione in tempo reale di grandezze fisiche e chimiche caratteristiche delle attività produttive e ambientali dell'Eni.

Nel 2003 sono state depositate 51 domande di brevetto.

commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi della gestione caratteristica	49.272	47.922	**51.487**
Altri ricavi e proventi	921	1.080	**913**
Costi operativi	(35.037)	(34.996)	**(37.732)**
Ammortamenti e svalutazioni	(4.843)	(5.504)	**(5.151)**
Utile operativo	10.313	8.502	9.517
Oneri finanziari netti	(295)	(167)	**(154)**
(Oneri) proventi netti su partecipazioni	(7)	43	**(17)**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	10.011	8.378	9.346
Proventi (oneri) straordinari netti	1.737	(29)	**49**
Utile prima delle imposte	11.748	8.349	9.395
Imposte sul reddito	(3.529)	(3.127)	**(3.241)**
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	8.219	5.222	6.154
Utile di terzi azionisti	(468)	(629)	**(569)**
Utile netto	7.751	4.593	5.585

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2003 chiude con l'utile netto di 5.585 milioni di euro con un aumento di 992 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 21,6%, dovuto essenzialmente alla positiva performance operativa (+1.015 milioni di euro) connessa alla crescita della produzione venduta di idrocarburi e dei volumi commercializzati di gas naturale, nonché all'incremento in dollari del prezzo del barile (Brent +15,5%) e del margine di raffinazione. Questi effetti sono stati attenuati dall'indebolimento del 19,6% del dollaro rispetto all'euro che ha avuto un impatto negativo sull'utile operativo stimato in 1.100 milioni di euro, in gran parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. All'incremento dell'utile netto hanno contribuito inoltre: (i) la riduzione dell'utile di competenza di terzi azionisti in dipendenza dell'OPA eseguita sulle azioni Italgas (124 milioni di euro); (ii) la variazione positiva della componente straordinaria (78 milioni di euro) dovuta in particolare agli effetti della transazione sul contenzioso ex Enimont stipulata con la Edison SpA (200 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito (114 milioni di euro).

Nel 2003 sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza che hanno consentito di realizzare risparmi di costi (a cambi costanti) di circa 590 milioni di euro. Complessivamente il programma di riduzione dei costi ha conseguito nel periodo 1999-2003 oltre il 65% del target annunciato di 3,4 miliardi di euro al 2006.

La redditività del capitale investito (ROACE)[1] ha raggiunto il 15,6% (13,7% nel 2002).

(1) Per la definizione di ROACE v. "Glossario" pag. 102.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Exploration & Production	13.960	12.877	**12.746**
Gas & Power	16.098	15.297	**16.068**
Refining & Marketing	22.083	21.546	**22.148**
Petrolchimica	5.108	4.516	**4.487**
Ingegneria e Costruzioni	3.114	4.546	**6.306**
Altre attività	695	1.555	**1.302**
Corporate e società finanziarie		457	**638**
Elisioni di consolidamento	(11.786)	(12.872)	**(12.208)**
	49.272	47.922	51.487

Rispetto all'esercizio precedente sono state effettuate le seguenti modifiche ai raggruppamenti di attività:
- Syndial (ex EniChem) è stata inserita nelle "Altre attività" che accoglie le società del Gruppo non inquadrate in settori (tra le altre EniData, Sieco, Tecnomare, EniTecnologie, Eni Corporate University, AGI);
- è stato costituito un nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie" che comprende la Corporate, la Sofid e le altre società finanziarie, classificate in precedenza nelle "Altre attività".

Al fine di consentire un raffronto omogeneo, i dati dell'esercizio 2002 sono stati opportunamente riclassificati.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2003 hanno raggiunto l'ammontare record di 51.487 milioni di euro con un aumento di 3.565 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 7,4%, a seguito essenzialmente dell'incremento della produzione venduta di idrocarburi e dei maggiori volumi venduti di gas naturale, nonché dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni. All'aumento ha contribuito altresì la crescita dei prezzi dei prodotti in tutti i business dell'Eni, in gran parte assorbita dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro che ha avuto un impatto di circa 1,9 miliardi di euro nella conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

I ricavi del settore Exploration & Production (12.746 milioni di euro) sono diminuiti di 131 milioni di euro, pari all'1%, a seguito essenzialmente dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, della riduzione delle tariffe di stoccaggio (v. commento alla voce "Utile operativo"), nonché del trasferimento al settore Gas & Power, con effetto dal 1° gennaio 2003, dei contratti di commercializzazione di gas d'acquisto (1,70 miliardi di metri cubi nel 2002). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore produzione venduta di idrocarburi (+32,9 milioni di boe, pari al 6,3%) e dall'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +16,6%; gas naturale +15,8%).

I ricavi del settore Gas & Power (16.068 milioni di euro) sono aumentati di 771 milioni di euro, pari al 5%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi di gas venduti dalla distribuzione primaria (4,68 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%, di cui 1,5 miliardi di metri cubi derivanti da contratti gestiti nel 2002 dal settore Exploration & Production); (ii) dell'aumento dei prezzi medi connesso all'andamento dei parametri energetici di riferimento, parzialmente assorbito dalle riduzioni connesse all'apprezzamento dell'euro sul dollaro e ai rinnovi contrattuali (in particolar modo ai clienti grossisti). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite nel resto d'Europa connessa al rispetto dei tetti sul mercato italiano fissati dal D.Lgs. n. 164/2000.

I ricavi del settore Refining & Marketing (22.148 milioni di euro) sono aumentati di 602 milioni di euro, pari al 2,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (+18,9% e +24,4%, rispettivamente, la benzina e il gasolio) e dei maggiori volumi di greggio commercializzato (+4,0 milioni di tonnellate, pari al 15%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dalla diminuzione in Italia delle vendite alla petrolchimica e delle altre vendite (complessivamente -2,05 milioni di tonnellate), anche a seguito delle minori disponibilità da lavorazioni per effetto del conferimento della raffineria di Priolo con efficacia ottobre 2002 e delle fermate della raffineria di Gela, nonché delle vendite sull'extrarete (-0,29 milioni di tonnellate, in particolare di olio combustibile).

I ricavi del settore Petrolchimica (4.487 milioni di euro) sono diminuiti di 29 milioni di euro, pari allo 0,6%, a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-4,1%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento del 4,8% dei prezzi medi di vendita dei prodotti (in particolare nella petrolchimica di base).

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (6.306 milioni di euro) sono aumentati di 1.760 milioni di euro, pari al 38,7%, a seguito dei maggiori livelli di attività, anche per effetto dell'acquisto nel luglio 2002 della Bouygues Offshore (ora Saipem SA) nell'attività *costruzioni e perforazioni*.

I ricavi dell'aggregato Altre attività (1.302 milioni di euro) sono diminuiti di 253 milioni di euro, pari al 16,3%, a seguito essenzialmente della riduzione registrata nella Syndial in relazione alla chiusura/vendita di attività.

I ricavi della Corporate e società finanziarie (638 milioni di euro) sono aumentati di 181 milioni di euro, pari al 39,6%, a seguito essenzialmente degli addebiti effettuati dalla Corporate ad altri settori in relazione all'accentramento delle attività di informatica, telecomunicazioni, gestione del personale e approvvigionamento di beni e servizi.

Costi operativi

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.110	31.893	**34.566**
Costo lavoro	2.927	3.103	**3.166**
	35.037	**34.996**	37.732

I costi operativi sostenuti nel 2003 (37.732 milioni di euro) sono aumentati di 2.736 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi di gas naturale approvvigionati dalla distribuzione primaria; (ii) dell'incremento dei costi di approvvigionamento in dollari del gas naturale e delle cariche petrolifere e petrolchimiche, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro sull'euro; (iii) dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni, anche a seguito dell'acquisto della Bouygues Offshore. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e dalle azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza.

Il costo lavoro (3.166 milioni di euro) è aumentato di 63 milioni di euro, pari al 2%, a seguito essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia di circa il 2,7% e dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni connesso in particolare all'acquisto della Bouygues Offshore, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dell'occupazione media in Italia (circa 1.800 unità), connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate e alle vendite di rami d'azienda, e dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Nel costo lavoro è compreso l'onere (6 milioni di euro) connesso alle stock grant/stock option assegnate nell'esercizio ai dirigenti dell'Eni, della Saipem SpA e della Snam Rete Gas SpA. Il costo dei diritti assegnati è determinato con riferimento al fair value del diritto (v. nota integrativa al bilancio consolidato "Criteri di valutazione - modifica dei criteri contabili"). L'adeguamento del valore di iscrizione al fair value delle stock grant assegnate ha comportato la svalutazione delle azioni proprie in portafoglio al servizio dei piani di stock grant di 3 milioni di euro, iscritta negli oneri su partecipazione.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Exploration & Production	3.163	3.552	**3.133**
Gas & Power	500	417	**533**
Refining & Marketing	508	490	**493**
Petrolchimica	323	125	**125**
Ingegneria e Costruzioni	203	267	**271**
Altre attività	46	51	**54**
Corporate e società finanziarie		60	**101**
Totale ammortamenti	4.743	4.962	**4.710**
Svalutazioni	100	542	**441**
	4.843	5.504	**5.151**

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nel 2003 (5.151 milioni di euro) sono diminuiti di 353 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 6,4%.

Gli ammortamenti (4.710 milioni di euro) sono diminuiti di 252 milioni di euro a seguito della riduzione registrata in particolare nel settore Exploration & Production (419 milioni di euro) dovuta all'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro nonché ai minori costi di ricerca esplorativa (145 milioni di euro a cambi costanti), solo in parte assorbiti dai maggiori ammortamenti di sviluppo connessi all'aumento delle produzioni (245 milioni di euro). Questa riduzione è stata parzialmente compensata dagli aumenti registrati: (i) nel settore Gas & Power (116 milioni di euro), a seguito essenzialmente dell'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto delle azioni Italgas oggetto dell'OPA e il patrimonio netto contabile sottostante (91 milioni di euro); (ii) nell'aggregato Corporate e società finanziarie (41 milioni di euro) a seguito essenzialmente dell'imputazione a conto economico dei costi del progetto Eni Slurry Technology "EST" (45 milioni di euro nel 2003; 12 milioni di euro nel 2002).

Gli ammortamenti del settore Refining & Marketing sono rimasti sostanzialmente invariati: gli effetti del conferimento della raffineria di Priolo con efficacia nell'ottobre 2002 sono stati assorbiti dall'entrata in esercizio di nuovi investimenti di potenziamento della rete e dall'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa, nonché dai maggiori ammortamenti degli impianti autostradali a seguito del riallineamento della vita utile dei medesimi alla durata residua delle concessioni.

Le svalutazioni (441 milioni di euro) sono diminuite di 101 milioni di euro e hanno riguardato essenzialmente l'adeguamento del valore di asset al loro valore d'uso (impairment test), in particolare: (i) nel settore Exploration & Production (227 milioni di euro), principalmente nel Regno Unito, in Pakistan e negli Stati Uniti; (ii) nel settore Petrolchimica (122 milioni di euro); (iii) nell'aggregato Altre attività (57 milioni di euro); (iv) nell'attività di distribuzione del gas naturale in Brasile (30 milioni di euro).

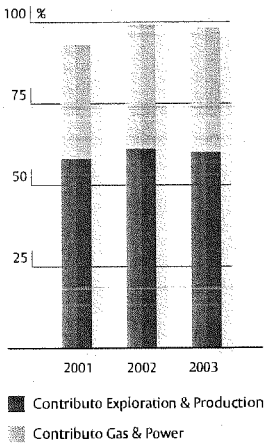
L'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile sottostante delle società recentemente acquisite (Italgas, Bouygues Offshore e Lasmo) non attribuita alle attività/passività (goodwill) ammonta a 102 milioni di euro. Considerando anche l'ammortamento del goodwill delle società acquisite valutate con il metodo del patrimonio netto (119 milioni di euro riferito in particolare alla Galp Energia, alla GVS e alla Unión Fenosa Gas), incluso nel conto economico nel saldo oneri e proventi netti su partecipazioni, l'effetto complessivo dell'ammortamento del goodwill ammonta a 221 milioni di euro.

Utile operativo

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Exploration & Production	5.984	5.175	**5.746**
Gas & Power	3.672	3.244	**3.627**
Refining & Marketing	985	321	**583**
Petrolchimica	(415)	(126)	**(176)**
Ingegneria e Costruzioni	255	298	**311**
Altre attività		(201)	**(279)**
Corporate e società finanziarie	(168)	(209)	**(295)**
Utile operativo	10.313	8.502	**9.517**

Contributi dei settori Exploration & Production e Gas & Power all'utile operativo dell'Eni



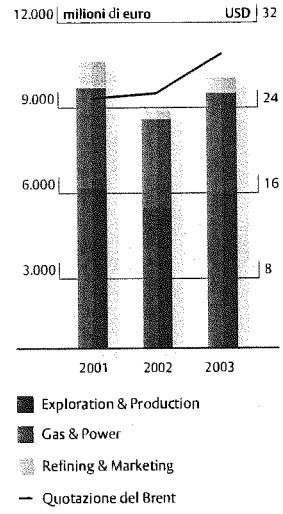
Exploration & Production

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 5.746 milioni di euro con un aumento di 571 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'11%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +16,6%; gas naturale +15,8%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+32,9 milioni di boe, pari al 6,3%); (iii) ai minori costi di ricerca esplorativa (145 milioni di euro a cambi costanti) e alle minori svalutazioni di asset (105 milioni di euro); (iv) alla riduzione dei costi connessa alle sinergie ottenute e alle razionalizzazioni effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dall'effetto dell'applicazione alle prestazioni di stoccaggio rese alla Divisione Gas & Power delle tariffe disposte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere n. 26/2002 e n. 49/2002 (nel 2002, in attesa dell'esito del ricorso avverso le delibere, le prestazioni vennero valorizzate con le tariffe precedenti[2]); (iii) dalla circostanza che nel 2002 vennero rilevate plusvalenze sulla vendita di asset (92 milioni di euro) nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio.

Gas & Power

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.627 milioni di euro con un aumento di 383 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'11,8%, dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori volumi venduti nella distribuzione primaria (+4,68 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%) e secondaria all'estero (+0,65 miliardi di metri cubi, pari al 17,2%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite in Europa dovuta al rispetto dei tetti sul mercato italiano fissati dal D.Lgs. n. 164/2000[3]; (ii) all'incremento dei margini nella distribuzione primaria – a seguito dello scenario prezzi connesso all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dai rinnovi contrattuali – e nella distribuzione secondaria; (iii) alla circostanza che nel 2002 vennero rilevati, con un effetto complessivo negativo di 40 milioni di euro, il pagamento del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002, n. 2 (86 milioni di euro) e la svalutazione di attività di distribuzione di gas naturale in Argentina (28 milioni di euro), solo in parte compensati dal provento rilevato nella distribuzione secondaria connesso ai conguagli tariffari per l'esercizio 2001 (74 milioni di euro), in applicazione della delibera n. 122/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iv) alle minori svalutazioni (35 milioni di euro) delle attività di distribuzione gas naturale in Brasile; (v) alla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto delle azioni Italgas oggetto dell'OPA e il patrimonio netto contabile sottostante (91 milioni di euro); (ii) dal minore utilizzo di fondi rischi eccedenti (67 milioni di euro); (iii) dalla riduzione dell'utile operativo dell'attività di generazione elettrica (19 milioni di

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



(2) Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia con sentenza del 29 settembre 2003 ha respinto il ricorso. Il 3 febbraio 2004 la Stoccaggi Gas Italia SpA ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza. V. "Andamento operativo - Attività di stoccaggio".

(3) Vendite dirette ai clienti finali 50%; immissioni nella rete nazionale dei gasdotti ai fini della vendita in Italia 73%.

euro) dovuta essenzialmente ai costi di avviamento dell'attività industriale e commerciale, alle manutenzioni per la fermata poliennale della centrale di Taranto e alla svalutazione delle linee di trasmissione di Ravenna e Gela (4 milioni di euro). L'incremento dell'utile operativo derivante dall'entrata in esercizio del primo gruppo elettrogeno da 390 megawatt della centrale di Ferrera Erbognone è stato assorbito dalla variazione del mix di vendita e dall'aumento dei costi dei combustibili.

Refining & Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 583 milioni di euro con un aumento di 262 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'81,6%, dovuto essenzialmente: (i) al miglioramento del risultato dell'attività di raffinazione connesso principalmente alla ripresa dei margini (+1,9 dollari/barile il margine sul Brent), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) all'aumento dell'utile operativo dell'attività commerciale in Italia e nel resto d'Europa; (iii) alla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione; (iv) all'utilizzo della riserva Lifo connesso alla riduzione delle scorte (37 milioni di euro), il cui effetto è stato parzialmente assorbito dalla circostanza che nel 2002 venne rilevata una ripresa di valore di 13 milioni di euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla diminuzione del risultato operativo delle attività commerciali in Brasile a seguito essenzialmente della flessione dei margini sulle vendite di GPL; (ii) delle minori lavorazioni per le fermate delle raffinerie di Taranto e Sannazzaro, che non hanno consentito di cogliere interamente il favorevole andamento dello scenario del primo trimestre, e della raffineria di Gela, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Milazzo, Venezia e Taranto (nella seconda metà dell'anno); (iii) dalla rilevazione di maggiori oneri per rischi ambientali (25 milioni di euro).

Petrolchimica

Il settore ha registrato la perdita operativa di 176 milioni di euro con un aumento di 50 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 39,7%, dovuto: (i) alla riduzione dei volumi venduti (-4,1%), in particolare nella chimica di base; (ii) alla riduzione dei margini dei prodotti, in particolare dei polimeri, a seguito dell'aumento del costo dei monomeri non traslato interamente nei prezzi di vendita per effetto della debolezza della domanda e della pressione competitiva; (iii) alla circostanza che nel 2002 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di 23 milioni di euro a seguito della crescita dei prezzi di vendita. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalle minori svalutazioni di asset e dalla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate.

Ingegneria e Costruzioni

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 311 milioni di euro (di cui 304 milioni riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*) con un aumento di 13 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 4,4%.

L'utile operativo conseguito dall'attività *costruzioni e perforazioni* è aumentato leggermente rispetto al 2002 (+2 milioni di euro). Alla variazione in aumento dell'utile operativo hanno concorso: (i) il maggiore contributo della Bouygues Offshore acquistata nel luglio 2002 (83 milioni di euro dopo l'ammortamento di 21 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile); (ii) l'aumento del livello di attività nell'area Costruzioni mare a seguito dell'avvio di importanti commesse in Libia (posa gasdotto Greenstream e sviluppo giacimento Bahr Essalam) e in Nigeria (sviluppo giacimenti Erha e Yoho B); (iii) la maggiore redditività di alcune commesse nell'area Costruzioni terra. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla chiusura nel 2002 della commessa Blue Stream; (ii) dalla riduzione del risultato dell'area Perforazioni mare a seguito degli interventi eseguiti sui mezzi Scarabeo 5 e 7 e del ridotto utilizzo dello Scarabeo 6.

L'attività *ingegneria* ha conseguito l'utile operativo di 7 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 4 milioni di euro nel 2002. Il miglioramento di 11 milioni di euro è dovuto essenzialmente ai maggiori livelli di attività. Considerando nella gestione operativa i

risultati derivanti dall'attività svolta in joint venture, che sono inclusi nel conto economico nei proventi su partecipazioni, l'utile operativo conseguito nel 2003 è di 34 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2002).

Altre attività

L'aggregato Altre attività registra la perdita operativa di 279 milioni di euro con un aumento di 78 milioni di euro rispetto al 2002 dovuto in particolare alla maggiore perdita della Syndial (102 milioni di euro) in relazione essenzialmente alla vendita dei servizi industriali di Brindisi, Ferrara, Priolo e Ottana e alla chiusura degli impianti di caprolattame di Porto Marghera e di acrilonitrile di Assemini e di Gela. Gli effetti positivi delle vendite e delle chiusure si verificheranno in particolare nel 2004 a seguito della riduzione dei costi delle strutture di staff e operative.

Corporate e società finanziarie

L'aggregato Corporate e società finanziarie registra la perdita operativa di 295 milioni di euro con un aumento di 86 milioni di euro rispetto al 2002 dovuto in particolare all'imputazione a conto economico dei costi del progetto "EST" e ai maggiori ammortamenti connessi all'acquisto di licenze software per lo sviluppo dei sistemi informativi (complessivamente 45 milioni di euro), nonché all'accentramento delle attività di informatica, telecomunicazioni, gestione del personale, approvvigionamento di beni e servizi e tributarie, i cui costi sono in parte addebitati ai settori.

Oneri finanziari netti

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Oneri finanziari netti	(455)	(259)	(270)
Proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta	170	122	116
Differenze cambio nette	(10)	(30)	
	(295)	(167)	(154)

Gli oneri finanziari netti (154 milioni di euro) sono diminuiti di 13 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 7,8%, a seguito in particolare della riduzione dei tassi di interesse sul mercato europeo (Euribor un punto percentuale) e sul mercato internazionale (Libor 0,6 punti percentuali), nonché dell'effetto cambio nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e delle minori differenze passive di cambio nette (30 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 3,8 miliardi di euro.

Oneri netti su partecipazioni

Gli oneri netti su partecipazioni sostenuti nel 2003 ammontano a 17 milioni di euro (proventi netti di 43 milioni di euro nel 2002) e rappresentano il saldo tra oneri di 278 milioni di euro e proventi di 261 milioni di euro. Gli oneri riguardano essenzialmente le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto e le perdite durevoli di valore delle partecipate valutate al costo, riguardanti in particolare l'Albacom SpA (128 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (29 milioni di euro su cui ha inciso l'ammortamento di 107 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile), la Blue Stream Pipeline Co BV (25 milioni di euro; la perdita sarà recuperata negli esercizi futuri in forza degli accordi in essere con lo shipper), nonché altre partecipazioni dei settori Exploration & Production (61 milioni di euro) e

Ingegneria e Costruzioni (4 milioni di euro). I proventi riguardano essenzialmente: (i) le quote di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (180 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power (108 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (41 milioni di euro) e Refining & Marketing (28 milioni di euro); (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (22 milioni di euro); (iii) le plusvalenze da cessione (39 milioni di euro) riferite essenzialmente alla vendita della partecipazione del 20% nella Inca International SpA e del 50% nella Epoxital Srl nell'aggregato Altre attività (complessivamente 36 milioni di euro).

Proventi straordinari netti

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Plusvalenze da cessioni:			
- plusvalenza sul collocamento del 40,24% di Snam Rete Gas	2.453		
- plusvalenza sulla cessione del patrimonio immobiliare	751		
- altre plusvalenze	269	257	**290**
	3.473	257	290
Altri proventi straordinari	177	112	**273**
	3.650	369	563
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(885)	(157)	**(248)**
- incentivazione esodi	(257)	(114)	**(116)**
- svalutazioni e minusvalenze	(651)	(55)	**(66)**
	(1.793)	(326)	**(430)**
Altri oneri straordinari	(120)	(72)	**(84)**
Totale oneri straordinari	(1.913)	(398)	(514)
	1.737	(29)	**49**

I proventi straordinari netti conseguiti nel 2003 ammontano a 49 milioni di euro (oneri netti di 29 milioni di euro nel 2002) e rappresentano il saldo tra proventi straordinari di 563 milioni di euro e oneri straordinari di 514 milioni di euro. I proventi riguardano essenzialmente: (i) le plusvalenze conseguite nella vendita di stazioni di servizio e di terreni nel settore Refining & Marketing (237 milioni di euro) e dell'attività di trasporto marittimo e di immobili nel settore Gas & Power (52 milioni di euro); (ii) l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro); (iii) l'utilizzo per eccedenza di fondi per rischi e oneri (47 milioni di euro, di cui 38 milioni di euro nelle Altre attività riferiti in particolare a dismissioni, ristrutturazioni e spese future). Gli oneri riguardano essenzialmente: (i) gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (248 milioni di euro) riferiti in particolare a oneri di natura ambientale nell'aggregato Altre attività (82 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (51 milioni di euro), nonché a costi futuri di gestione di siti inattivi nell'aggregato Altre attività (48 milioni di euro); (ii) gli oneri di incentivazione esodi (116 milioni di euro) riferiti in particolare ai settori Petrolchimica, Refining & Marketing, Ingegneria e Costruzioni e Gas & Power; (iii) le svalutazioni e le minusvalenze (66 milioni di euro) riferite in particolare alla devoluzione alle società autostradali di stazioni di servizio in concessione (35 milioni di euro) e alla svalutazione dell'impianto di elastomeri di Baytown (USA) nel settore Petrolchimica (11 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (3.241 milioni di euro) sono aumentate di 114 milioni di euro rispetto al 2002 a seguito dell'incremento di 1.046 milioni di euro dell'utile prima delle imposte, del venir meno o della riduzione dei benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative (legge n. 383/2001 recante benefici fiscali per gli investimenti e lo sviluppo, DIT), nonché dei minori benefici connessi all'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dagli effetti della rivalutazione dei beni, prevista dalla legge finanziaria 2004 ed effettuata entro i limiti delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie, che ha avuto un impatto positivo, al netto dell'imposta sostitutiva dovuta di 412 milioni di euro, di 414 milioni di euro; (ii) dalla rilevazione di imposte differite attive sulle differenze temporanee tra il valore degli asset della Stoccaggi Gas Italia SpA nel bilancio consolidato e il valore fiscalmente riconosciuto dovuto al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici effettuato dalla Società nel maggio 2003[4] (287 milioni di euro); (iii) dalla circostanza che nel 2002 venne rilevato l'adeguamento del fondo imposte differite in relazione all'aumento di dieci punti percentuali della Corporate tax per le imprese petrolifere nel Regno Unito (dal 30% al 40%), con un effetto di 215 milioni di euro; (iv) dalla riduzione di due punti percentuali dell'Irpeg in Italia.

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (569 milioni di euro) riguarda in particolare Snam Rete Gas SpA (427 milioni di euro) e Saipem SpA (112 milioni di euro). La diminuzione di 60 milioni di euro rispetto al 2002 è dovuta essenzialmente all'OPA eseguita dall'Eni sulle azioni Italgas (+124 milioni di euro).

Stato patrimoniale

(milioni di €)

	31.12.2002	31.12.2003
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	33.693	**36.360**
Immobilizzazioni immateriali	3.175	**3.610**
Partecipazioni	2.797	**3.160**
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.408	**983**
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(870)	**(1.018)**
	40.203	**43.095**
Capitale di esercizio netto	(204)	**(679)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(507)	**(555)**
Capitale investito netto	**39.492**	**41.861**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.351	**28.318**
Indebitamento finanziario netto	11.141	**13.543**
Coperture	39.492	**41.861**

(4) La legge 28 dicembre 2001, n. 448 attribuisce alle società conferitarie la facoltà di allineare il valore fiscale di beni ricevuti in conferimento al maggior valore di libro degli stessi mediante il versamento dell'imposta sostitutiva corrispondente al 9% della differenza tra i due valori. Di questa facoltà si è avvalsa la Stoccaggi Gas Italia SpA che nel 2001 ha ricevuto in conferimento da Eni SpA e da Snam SpA gli asset relativi all'attività di stoccaggio di gas naturale. Pertanto nel bilancio consolidato dell'Eni si è venuta a determinare una differenza temporanea tra i valori fiscalmente riconosciuti e il valore di libro di questi asset che ha comportato l'iscrizione di imposte differite attive, al netto dell'imposta sostitutiva dovuta (154 milioni di euro), di 287 milioni di euro.

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro, ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 31 dicembre 2003 (euro vs. USD +20% rispetto al 31 dicembre 2002) una riduzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 3,3 miliardi di euro, del patrimonio netto di circa 1,9 miliardi di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 1,4 miliardi di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2003 ammonta a 41.861 milioni di euro con un incremento di 2.369 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici e in partecipazioni effettuati e dell'attribuzione al capitale immobilizzato della differenza (1.810 milioni di euro, di cui 58 milioni di euro riferiti agli acquisti effettuati nel 2002) tra il costo pagato delle azioni Italgas oggetto di OPA e il valore del patrimonio netto contabile sottostante. Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, nonché dai rimborsi dei finanziamenti strumentali all'attività operativa (919 milioni di euro) da parte di Transitgas AG (quota Eni 46%) ed EnBW (quota Eni 50%), società valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 90,9% (88,4% al 31 dicembre 2002). Il leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,39 al 31 dicembre 2002 allo 0,48 al 31 dicembre 2003.

Le immobilizzazioni materiali (36.360 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (55,9%), Gas & Power (26,1%) e Refining & Marketing (8,7%). Il fondo ammortamento e svalutazioni (40.378 milioni di euro) rappresenta il 52,6% delle immobilizzazioni materiali lorde (54,1% al 31 dicembre 2002).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.160 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (602 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas (416 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (168 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (131 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (125 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (94 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (92 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (82 milioni di euro) e il 49% della Superoctanos CA (80 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (983 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie del Gruppo nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (720 milioni di euro) ed Exploration & Production (184 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (28.318 milioni di euro) è sostanzialmente in linea con il 31 dicembre 2002. L'incremento derivante dall'utile prima degli interessi di terzi azionisti (6.154 milioni di euro) è stato interamente assorbito: (i) dal pagamento dei dividendi (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA); (ii) dalle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1,9 miliardi di euro); (iii) dall'impatto dell'OPA eseguita sulle azioni Italgas (816 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

(milioni di €)

	31.12.2002	31.12.2003
Rimanenze	3.200	**3.293**
Crediti commerciali	9.090	**9.772**
Debiti commerciali	(5.579)	**(5.950)**
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.978)	**(2.532)**
Fondi per rischi e oneri	(5.522)	**(5.708)**
Altre attività (passività) di esercizio (1)	1.585	**446**
	(204)	**(679)**

(1) *Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 447 milioni di euro (1.237 al 31 dicembre 2002) e titoli a copertura* delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici di 483 milioni di euro (489 al 31 dicembre 2002).

I crediti commerciali aumentano di 682 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) delle maggiori vendite di gas naturale e di prodotti petroliferi, nonché della circostanza che i termini di pagamento di alcune fatture di fornitura di gas naturale di importo rilevante (circa 230 milioni di euro) sono venuti a scadere nei primi giorni del 2004; (ii) dei maggiori livelli di attività del settore Ingegneria e Costruzioni.

I debiti tributari e il fondo imposte netto diminuiscono di 446 milioni di euro a seguito: (i) dell'effetto netto di 414 milioni di euro connesso all'utilizzo del fondo imposte differite di 826 milioni di euro e all'iscrizione del debito per l'imposta sostitutiva dovuta di 412 milioni di euro connesso alla rivalutazione dei beni, prevista dalla legge finanziaria 2004; (ii) dell'iscrizione del credito per imposte anticipate (441 milioni di euro) al netto del debito per l'imposta sostitutiva dovuta (154 milioni di euro) a seguito dell'applicazione della legge n. 448/2001 da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (v. commento alla voce "Imposte sul reddito") e dall'effetto della conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (470 milioni di euro). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dei debiti per imposte sul reddito e del fondo imposte netto (725 milioni di euro) dovuto in particolare alla rilevazione delle imposte differite sulla parte della differenza tra il costo delle azioni Italgas e il patrimonio netto contabile attribuito alle immobilizzazioni materiali (207 milioni di euro) e all'effetto dell'acquisto della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (145 milioni di euro).

I fondi per rischi e oneri (5.708 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 2.040 milioni di euro (1.980 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo rischi ambientali di 1.657 milioni di euro (1.608 milioni al 31 dicembre 2002), la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 599 milioni di euro (593 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 214 milioni di euro (304 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo rischi per contenziosi di 181 milioni di euro (211 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo di trattamento di quiescenza e obblighi simili di 175 milioni di euro (128 milioni al 31 dicembre 2002) e il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 121 milioni di euro (106 milioni al 31 dicembre 2002).

Le altre attività di esercizio (446 milioni di euro) diminuiscono di 1.139 milioni di euro a seguito essenzialmente dei rimborsi di finanziamenti strumentali all'attività operativa da parte di società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2003 ammonta a 13.543 milioni di euro con un aumento di 2.402 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002.

(milioni di €)

	31.12.2002	31.12.2003
Debiti finanziari e obbligazioni	15.420	**16.254**
Disponibilità liquide	(1.791)	**(1.580)**
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.020)	**(794)**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.465)	**(272)**
Altro	(3)	**(65)**
	11.141	**13.543**

I debiti finanziari e le obbligazioni ammontano a 16.254 milioni di euro, di cui 7.918 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 490 milioni di euro) e 8.336 a lungo termine. In particolare le obbligazioni ammontano a 4.793 milioni di euro (3.518 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

L'indebitamento finanziario lordo di 16.254 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 60%; dollaro USA 32%; sterlina inglese 4%; altre valute 4%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	8.220	5.222	6.154
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.841	5.682	5.493
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(170)	(152)	(35)
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	2.164	3.305	3.268
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	15.055	14.057	14.880
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(206)	(510)	(465)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(6.765)	(2.969)	(3.588)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	8.084	10.578	10.827
Investimenti tecnici	(6.606)	(8.048)	(8.802)
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(3.082)	(1.315)	(985)
Dismissioni	2.114	935	650
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(40)	(319)	1.110
Free cash flow	470	1.831	2.800
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	994	(1.171)	1.400
Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	(490)	3.736	1.629
Flusso di cassa del capitale proprio	(950)	(3.846)	(5.933)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	38	(64)	(107)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	62	486	(211)
Free cash flow	470	1.831	2.800
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(1.582)	(51)	(692)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	185	39	1
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(312)	990	1.422
Flusso di cassa del capitale proprio	(950)	(3.846)	(5.933)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.189)	(1.037)	(2.402)

Il rilevante fabbisogno connesso agli investimenti tecnici e in partecipazioni (13.057 milioni di euro, incluso il debito acquisito di 692 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2002 (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA) e all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro) è stato in larga parte coperto dal flusso di cassa generato dalla gestione (10.827 milioni di euro) e dagli incassi da dismissione (650 milioni di euro).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Exploration & Production	4.276	5.615	**5.681**
Gas & Power	1.065	1.315	**1.760**
Refining & Marketing	496	550	**730**
Petrolchimica	390	145	**141**
Ingegneria e Costruzioni	304	233	**278**
Altre attività	75	119	**71**
Corporate e società finanziarie		71	**141**
Investimenti tecnici (1)	6.606	8.048	8.802
Investimenti in partecipazioni	4.664	1.366	4.255
	11.270	9.414	13.057

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 190, 164 e 186 milioni di euro, rispettivamente nell'esercizio 2001, nel 2002 e nel 2003.

Gli investimenti tecnici e in partecipazioni ammontano a 13.057 milioni di euro (+38,7% rispetto al 2002). Gli investimenti tecnici (8.802 milioni di euro, di cui il 93% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato in particolare: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (5.016 milioni di euro) in Libia, Iran, Angola, Nigeria, Italia, Egitto, Kazakhstan; (ii) la ricerca esplorativa (635 milioni di euro); (iii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale in Italia (726 milioni di euro); (iv) la costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (542 milioni di euro); (v) la realizzazione del gasdotto Greenstream (460 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto da giacimenti libici; (vi) gli interventi di miglioramento delle strutture di raffineria e di potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e all'estero, nonché l'acquisto di stazioni di servizio in Europa (complessivamente 730 milioni di euro). Gli investimenti in partecipazioni (4.255 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente l'OPA eseguita sulle azioni Italgas (2.569 milioni di euro), l'acquisto del 100% della Fortum Petroleum (909 milioni di euro), l'acquisto del 50% della Unión Fenosa Gas (442 milioni di euro) e l'acquisto delle quote di maggioranza del capitale di società operanti nella distribuzione di gas naturale in Ungheria (68 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.340 milioni di euro, escluso l'esborso connesso all'OPA Italgas di 2.569 milioni di euro e l'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società consolidate di 24 milioni di euro) riguarda il pagamento del dividendo di 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, l'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro), il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (126 milioni di euro), della Saipem SpA (36 milioni di euro) e di altre società consolidate (16 milioni di euro).

Gli incassi da dismissione (650 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) il settore Refining & Marketing (293 milioni di euro), relativi alle stazioni di servizio in Italia (216 milioni di euro), nonché a terreni e ad altri asset (77 milioni di euro); (ii) il settore Exploration & Production (140 milioni di euro), riferiti in particolare alle quote di partecipazione di giacimenti di idrocarburi nel Mare del Nord nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario; (iii) l'aggregato Altre attività (95 milioni di euro), riferiti in particolare alla vendita delle partecipazioni del 20% nella Inca International SpA e del 50% nella Epoxital (complessivamente 44 milioni di euro), alla liquidazione della Conserv Inc (25 milioni di euro) e alla cessione di terreni e altri asset (26 milioni di euro); (iv) il settore Gas & Power (86 milioni di euro), relativi alla vendita dell'attività di trasporto marittimo (52 milioni di euro), nonché di immobili e altri asset (34 milioni di euro).

altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa del bilancio consolidato (nota n. 23).

Acquisto di azioni proprie e piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Informazioni in ordine all'acquisto di azioni proprie e ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono fornite nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Introduzione dei principi contabili internazionali

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali.

Al fine di adempiere alle disposizioni del Regolamento, a partire dal luglio 2002 l'Eni ha avviato il programma di implementazione degli IAS attraverso la formazione di gruppi di lavoro per tematica di bilancio – costituiti da personale dell'Eni SpA e delle società del Gruppo – con il compito di definire la proposta di revisione delle Norme di Gruppo, evidenziare le differenze con i criteri attualmente definiti ai fini Italian GAAP e U.S. GAAP e fornire un supporto all'analisi delle implicazioni sui sistemi informativi derivanti dall'adozione dei principi internazionali. Nell'analisi sono state considerate sia le disposizioni dei principi internazionali in vigore sia le principali modifiche presenti nelle proposte di revisione degli IAS.

In dicembre è stata definita la proposta di revisione delle Norme di Gruppo relativa alle tematiche di bilancio considerate maggiormente significative; la proposta è attualmente in fase di ulteriore rivisitazione per tener conto delle recenti pronunce dello IASB.

All'interno di ogni Società caposettore/Divisione sono stati individuati referenti con il compito di cogliere gli impatti sulle diverse realtà operative, di individuare le modifiche da apportare sia ai processi sia ai sistemi informativi e di condividere le soluzioni individuate all'interno del Gruppo. È previsto inoltre l'avvio di una attività di formazione volta a evidenziare le novità derivanti dall'applicazione dei principi internazionali, le problematiche operative e a mettere a fattor comune le soluzioni individuate.

L'introduzione dei nuovi principi è agevolata dall'esperienza maturata dal Gruppo nell'applicazione dei principi contabili statunitensi (U.S. GAAP), cui l'Eni è soggetta perché le sue azioni sono quotate presso la Borsa di New York (NYSE).

Rispetto ai criteri attualmente adottati, aspetti innovativi sono ravvisabili: (i) nella determinazione degli stanziamenti ai fondi rischi e spese future, con l'attualizzazione degli oneri che si prevede di sostenere quando l'effetto finanziario del tempo è significativo; (ii) nell'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione del trattamento di fine rapporto; (iii) nell'eliminazione del criterio Lifo per la valutazione delle rimanenze; (iv) nella disposizione (bozza di principio contabile "*Business combination*") secondo cui l'avviamento, analogamente agli U.S. GAAP, non è oggetto di ammortamento e la sua recuperabilità è verificata, almeno annualmente, a livello del più piccolo aggregato di beni cui è riferito il ritorno dell'investimento, confrontando il valore di iscrizione e il relativo valore di mercato; (v) nell'adozione del fair value nella valutazione delle partecipazioni in imprese non controllate né collegate.

Con specifico riferimento alle attività minerarie, non si ravvisano elementi di discontinuità rispetto ai criteri attualmente adottati perché gli IAS in vigore non ne disciplinano i criteri di rilevazione e di valutazione. Nel gennaio 2004 lo IASB ha emesso la bozza di principio contabile "*Exploration for and evaluation of mineral resources*" che consente di mantenere i criteri di rilevazione e di valutazione delle spese esplorative (es. studi geologici e geofisici, acquisizioni di permessi esplorativi, pozzi esplorativi, etc.) precedentemente adottati, inclusa la loro rilevazione come attività (cd. *Exploration and evaluation assets*).

Con riferimento agli strumenti finanziari sussistono significative incertezze in merito ai criteri di rilevazione e di valutazione che saranno applicabili a partire dall'esercizio 2005. In particolare, la Commissione Europea, nel Regolamento 1725 del 29 settembre 2003, non ha adottato lo IAS 32 "*Financial Instruments: Disclosure and Presentation*", lo IAS 39 "*Financial Instruments: Recognition and Measurement*" e le relative interpretazioni; le versioni aggiornate dei principi in esame, emesse nel dicembre 2003 da parte dello IASB, sono in fase di ulteriore rivisitazione.

Alla data di transizione ai nuovi principi, che corrisponde all'inizio del primo periodo posto a confronto (nel caso dell'Eni il 1° gennaio 2004), è redatta una situazione patrimoniale che: (i) rileva tutte e solo le attività e le passività considerate tali in base ai nuovi principi; (ii) classifica e valuta le attività e le passività per i valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine. L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e delle passività ai nuovi principi è rilevato a patrimonio netto.

L'adozione retroattiva degli IAS è soggetta a esenzioni quando determina costi superiori ai benefici informativi prodotti, ovvero a divieti, quando necessita di elevati gradi di discrezionalità nella valutazione; i casi di esenzione e di divieto sono espressamente indicati dalla norma che ne definisce il trattamento da applicare.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni relative al 2004 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in crescita di oltre l'1% rispetto al 2003 a seguito della ripresa dell'attività economica mondiale trainata dagli Stati Uniti, dalla Cina e dal Giappone. La previsione dell'Eni sul prezzo del petrolio nel 2004 indica un

valore medio del Brent inferiore a quello registrato nel 2003 (28,84 dollari) che riflette il quadro congiunturale in atto e il sostegno dei prezzi attuato dall'OPEC che nel meeting di febbraio ha deciso una riduzione della produzione di un milione di barili/giorno a partire da aprile in relazione al calo stagionale della domanda;

- nel 2004 l'euro è previsto rafforzarsi ulteriormente nei confronti del dollaro a seguito del processo di aggiustamento del disavanzo corrente dell'economia statunitense, i cui effetti sono in parte attenuati dal differenziale di crescita delle due aree; la previsione dell'Eni indica un tasso di cambio medio annuo nell'intorno di 1,25 dollari per euro che rappresenta un incremento di circa il 10% rispetto alla media del 2003 (1,131);
- la domanda di gas naturale in Italia, in ipotesi di temperature normali, è prevista sugli stessi livelli del 2003 (circa 77 miliardi di metri cubi);
- i margini di raffinazione nell'area europea sono previsti su valori medi, in linea con il livello registrato nella seconda metà del 2003. La dinamica dei margini sarà sostenuta dalla crescita attesa della domanda di benzine negli USA e di distillati medi nell'area asiatica.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2004 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- produzione giornaliera di idrocarburi al netto dell'effetto delle azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari: in aumento (1,56 milioni di boe/giorno nel 2003), in linea con il tasso medio di incremento annuo previsto nel periodo 2003-2007 (circa il 5%). L'aumento nel 2004 sarà realizzato all'estero grazie alla crescita produttiva/avvii nelle aree di consolidata presenza (Kazakhstan, Nigeria, Angola, Algeria e Libia) e in quelle di più recente acquisizione/presenza (Venezuela, Australia, Pakistan e Iran);
- volumi di gas naturale venduti dalla distribuzione primaria in Italia e nel resto d'Europa (compresi i volumi di gas per autoconsumi Eni): in aumento di circa il 2% (71,46 miliardi di metri cubi nel 2003); volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia: in aumento di circa il 6% (24,63 miliardi di metri cubi nel 2003) a seguito dell'evoluzione attesa della domanda di gas e dell'entrata a regime nel 2003 dei contratti di fornitura a operatori del settore;
- produzione venduta di energia elettrica: in aumento del 100% (5,55 terawattora nel 2003) a seguito dell'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione (1,4 gigawatt) presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna (1,9 gigawatt nel 2003);
- lavorazioni in conto proprio in Italia: in aumento di circa il 4% (31,80 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo degli impianti;
- vendite di prodotti petroliferi sulla rete in Italia e nel resto d'Europa: in aumento di circa il 5% (14,01 milioni di tonnellate nel 2003); l'erogato medio è previsto in aumento sia in Italia (1.813 mila litri nel 2003) sia nel resto d'Europa (2.378 mila litri nel 2003).

Nel 2004 sono previsti investimenti tecnici di circa 8 miliardi di euro; circa il 92% degli investimenti riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali progetti di investimento sono: (i) nel settore Exploration & Production lo sviluppo dei giacimenti in Libia, nel Blocco 15 (quota Eni 20%) dell'offshore angolano, in Kazakhstan (Kashagan e Karachaganak) e in Iran, nonché la ricerca esplorativa; (ii) nel settore Gas & Power il potenziamento e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale, nonché la prosecuzione del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing la realizzazione del gassificatore del tar presso la raffineria di Sannazzaro, nonché il mantenimento e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti.

glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo **www.eni.it**
Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning): contratto tipico del settore delle costruzioni offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio ("global or main contractor", normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di dirit-

to determina una situazione momentanea di Over/Under lifting.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

relazione del collegio sindacale all'assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 d.lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2003 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;

b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'art. 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le operazioni deliberate e poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, tramite raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e incontri con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti e a tal riguardo non abbiamo osservazioni da sottoporre alla Vostra attenzione;

d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame dei documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione. Nel corso dell'esercizio abbiamo partecipato ai lavori del Comitato per il Controllo interno e, quando gli argomenti trattati lo richiedevano, abbiamo tenuto riunioni congiunte con lo stesso Comitato. L'attività svolta ci consente di condividere il giudizio espresso dal Comitato in merito alla mancata individuazione di anomalie tali da essere considerate indicatori di carenza nel sistema di controllo interno;

e) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e 61/2002 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati contro la Pubblica Amministrazione e sui reati societari ed abbiamo preso atto che il Consiglio di Amministrazione ha approvato il modello predisposto dalle strutture interne ed ha istituito "l'Organismo di Vigilanza". Per quanto concerne l'adeguamento al Sarbanes-Oxley Act, il Collegio dà atto che l'Eni ha avviato il progetto "Verifica e adeguamento del Sistema di Controllo Interno al Sarbanes-Oxley Act del 2002" creando un Gruppo di progetto che operando a partire dalla Società estenderà progressivamente la validità all'intero Gruppo;

f) abbiamo tenuto riunioni con gli esponenti della società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, e non sono emersi dati e informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati;

g) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella nota integrativa ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate, delle modalità di determinazione e dell'ammontare dei corrispettivi ad essi afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;

h) in ottemperanza alla comunicazione Consob DEM/2064231 del 30 settembre 2002 concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, dichiariamo di non aver posto in essere né direttamente né per il tramite dei soggetti di cui alle lettere e) e f) della citata comunicazione Consob operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. 58/1998 e diamo atto che analoga dichiarazione è stata rilasciata dai componenti il Consiglio di Amministrazione e Direttori Generali dell'Eni. Un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2003, analogamente a quanto verificatosi nel precedente esercizio, un familiare di cui alla lettera e) della citata comunicazione Consob, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una holding controllante un gruppo di società, ha posto in essere operazioni commerciali e svolto prestazioni di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo per complessivi 29 milioni di euro. Dall'esame della contabilità si

evince che le prestazioni rese all'Eni SpA, valorizzate alle normali condizioni di mercato, sono ammontate a circa 5 milioni di euro;

i) la società di revisione ha rilasciato, in data 26 aprile 2004, la propria relazione dalla quale risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2003 sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico";

j) in data 11 dicembre 2003 è pervenuta una denuncia ai sensi dell'art. 2408 c.c., da parte di due azionisti che hanno segnalato che "nel corso dei lavori dell'Assemblea degli azionisti Eni del 30 maggio u.s. è stato applicato un regolamento di assemblea che non è in linea con quanto indicato dallo schema di regolamento di Assemblea previsto dalla circolare Assonime n. 63/2000". Tale disallineamento avrebbe comportato, a giudizio dei denuncianti, "la lesione del diritto di discussione" e la "sterilizzazione" della stessa. Il Collegio ha preso visione del testo dattiloscritto dell'intervento dei due azionisti in Assemblea dalla cui lettura si evince che, in realtà, il tempo riconosciuto ai due azionisti è stato più lungo di quello che in apertura dei lavori, il Presidente dell'Assemblea ha comunicato al solo fine di esortare al contenimento della durata e non come limitazione del diritto dei singoli ad intervenire; la registrazione stenografica, peraltro, non segnala alcuna interruzione da parte del Presidente dell'Assemblea. Il Collegio ritiene quindi infondata la denuncia;

k) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

l) la società di revisione PricewaterhouseCoopers incaricata della revisione dall'Assemblea del 30 maggio 2001, nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato, della revisione limitata della relazione semestrale e delle verifiche nel corso dell'esercizio), ha ricevuto l'incarico per il rilascio della comfort letter per il programma di Euro Medium Term Notes (36 mila euro); per la verifica della corretta elaborazione dei conti annuali secondo i criteri dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (21 mila euro); per la revisione delle tariffe applicate ai partner in Joint Venture (15 mila euro) e, infine, per lo svolgimento delle attività connesse alla certificazione costi del pozzo "Annamaria II" (15 mila euro). Complessivamente sono stati conferiti incarichi aggiuntivi per 87 mila euro;

m) a saldo di incarichi conferiti nel 2002 per consulenza fiscale su specifiche problematiche in paesi esteri sono stati corrisposti compensi per 101 mila euro a società dello stesso network;

n) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 2 comma, del codice civile; non si sono verificati i presupposti per il rilascio, da parte della società di revisione, dei pareri di cui all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58;

o) l'attività di vigilanza sopra descritta è stata svolta in 16 riunioni del Collegio, assistendo alle 19 riunioni del Consiglio di Amministrazione e partecipando alle 11 riunioni dell'Audit Committee. Il Compensation Committee si è riunito complessivamente 3 volte nel corso dell'esercizio.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2003 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 28 aprile 2004

Il Collegio Sindacale

Andrea Monorchio

Paolo Andrea Colombo

Luigi Biscozzi

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

stato patrimoniale

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di impianto e di ampliamento		29	20
costi di ricerca e di sviluppo		303	167
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		149	162
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		1.034	934
avviamento		143	156
differenza da consolidamento		1.164	1.826
immobilizzazioni in corso e acconti		135	133
altre		218	212
Totale		**3.175**	**3.610**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		1.761	1.795
impianti e macchinario		24.065	25.217
attrezzature industriali e commerciali		441	522
altri beni		278	291
immobilizzazioni in corso e acconti		7.148	8.535
Totale		**33.693**	**36.360**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		2.779	3.160
- imprese controllate		*247*	*285*
- imprese collegate		*2.240*	*2.562*
- altre imprese		*292*	*313*
crediti:		1.405	1.202
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*310*	*193*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8*	*3*
		318	*196*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*353*	*243*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*18*	
		371	*243*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*623*	*662*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*93*	*101*
		716	*763*
- altri titoli		311	23
- azioni proprie		2.838	2.872
Totale		**7.333**	**7.257**
Totale immobilizzazioni		**44.201**	**47.227**

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.019	1.032
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		85	87
lavori in corso su ordinazione		184	433
prodotti finiti e merci		1.798	1.627
acconti		114	114
Totale		**3.200**	**3.293**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		8.817	9.476
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8.656*	*9.243*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*161*	*233*
verso imprese controllate:		127	263
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*127*	*263*
verso imprese collegate:		1.409	555
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.409*	*555*
verso altri:		7.192	5.900
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.682*	*3.669*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.510*	*2.231*
Totale		**17.545**	**16.194**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
altre partecipazioni			13
azioni proprie			292
altri titoli		1.219	1.275
Totale		**1.219**	**1.580**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.778	1.574
danaro e valori in cassa		13	6
Totale		**1.791**	**1.580**
Totale attivo circolante		**23.755**	**22.647**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 7)		
disaggio su prestiti		18	16
ratei e altri risconti		969	832
Totale ratei e risconti		**987**	**848**
TOTALE ATTIVO		**68.943**	**70.722**

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003
PASSIVO			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.002	4.003
Riserva da sopraprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		2.838	3.164
Riserve statutarie			
Altre riserve:		4.148	2.978
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.562*	*2.233*
- riserva da avanzo di fusione		*1.390*	
- riserva disponibile		*758*	*3.050*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		*84*	*84*
- conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986		*62*	*62*
- riserva di consolidamento		*31*	*31*
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983		*19*	*19*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		*4*	*3*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*1*	*1*
- riserva per differenze cambio		*(763)*	*(2.505)*
Utili portati a nuovo		12.555	13.171
Utile dell'esercizio		4.593	5.585
Totale patrimonio netto dell'Eni	(NOTA N. 8)	**29.095**	**29.860**
Capitale e riserve di terzi	(NOTA N. 9)	2.094	1.622
Totale		**31.189**	**31.482**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		128	175
per imposte		2.611	2.442
altri		5.394	5.533
Totale		**8.133**	**8.150**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**507**	**555**

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003
Debiti:	(NOTA N. 11)		
obbligazioni:		3.158	4.793
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*191*	*79*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.967*	*4.714*
debiti verso banche:		8.221	6.851
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.335*	*4.006*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.886*	*2.845*
debiti verso altri finanziatori:		1.036	1.151
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*78*	*211*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*958*	*940*
acconti:		1.462	1.588
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.457*	*1.551*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*5*	*37*
debiti verso fornitori:		5.959	6.384
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.879*	*6.321*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*80*	*63*
debiti rappresentati da titoli di credito:		3.168	3.580
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.166*	*3.547*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2*	*33*
debiti verso imprese controllate:		180	223
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*177*	*223*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3*	
debiti verso imprese collegate:		510	598
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*510*	*598*
debiti tributari:		1.824	2.257
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.791*	*2.183*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*33*	*74*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		242	217
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*242*	*216*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*1*
altri debiti:		2.277	2.114
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.017*	*1.948*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*260*	*166*
Totale		**28.037**	**29.756**
Ratei e risconti	(NOTA N. 12)	1.077	779
TOTALE PASSIVO		**68.943**	**70.722**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003
GARANZIE	(NOTA N. 13)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		117	7
di imprese collegate		55	30
di imprese consolidate		4.800	4.894
di altri		9	
		4.981	**4.931**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		640	302
di imprese collegate		1.020	1.419
di imprese consolidate:		5.506	6.090
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*1.853*	*2.841*
- rischi assicurativi		*1.049*	*379*
- altro		*2.604*	*2.870*
di altri		202	464
		7.368	**8.275**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		77	77
		77	**77**
TOTALE GARANZIE		**12.426**	**13.283**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 14)		
Impegni:			
contratti derivati:		11.917	11.154
- su interessi		*5.555*	*5.764*
- di acquisto valuta		*3.713*	*2.903*
- di vendita valuta		*2.520*	*2.272*
- di acquisto merce		*84*	*172*
- di vendita merce		*45*	*43*
acquisto di beni		3.590	208
vendita di beni		184	147
altri		441	379
		16.132	**11.888**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		584	585
beni di terzi in custodia		431	317
		1.015	**902**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**17.147**	**12.790**

conto economico

(milioni di €)		2001	2002	2003
Valore della produzione:	(NOTA N. 15)			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		65.578	63.872	67.810
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(190)	216	(48)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		88	1.127	1.150
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		983	1.080	1.527
altri ricavi e proventi:		972	1.133	949
. contributi in conto esercizio		*23*	*26*	*11*
. altri		*949*	*1.107*	*938*
Totale		**67.431**	**67.428**	**71.388**
Costi della produzione:	(NOTA N. 16)			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		25.984	25.229	26.449
per servizi		7.507	8.614	10.431
per godimento di beni di terzi		1.242	1.454	1.407
per il personale:		3.082	3.346	3.353
- salari e stipendi		*2.271*	*2.441*	*2.412*
- oneri sociali		*602*	*650*	*693*
- trattamento di fine rapporto		*114*	*121*	*126*
- trattamento di quiescenza e simili		*12*	*15*	*31*
- altri costi		*83*	*119*	*91*
ammortamenti e svalutazioni:		4.862	5.603	5.276
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*1.370*	*1.423*	*1.266*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*3.310*	*3.543*	*3.447*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*100*	*542*	*441*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*82*	*95*	*122*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		21	17	38
accantonamenti per rischi		114	114	118
altri accantonamenti		334	413	342
oneri diversi di gestione		13.840	14.092	14.371
Totale		**56.986**	**58.882**	**61.785**
Differenza tra valore e costi della produzione		**10.445**	**8.546**	**9.603**
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 17)			
proventi da partecipazioni:		117	104	72
. da imprese controllate		*2*	*1*	*10*
. da imprese collegate		*3*	*11*	*3*
. da altri		*112*	*92*	*59*
altri proventi finanziari:		2.181	2.499	2.797
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*48*	*18*	*12*
. da imprese collegate		*4*	*16*	*11*
. da altri		*54*	*62*	*35*
		106	*96*	*58*

(milioni di €)		2001	2002	2003
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*5*		
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*90*	*44*	*34*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*3*	*2*	*129*
. da imprese collegate		*44*	*47*	*40*
. da altri		*1.933*	*2.310*	*2.536*
		1.980	*2.359*	*2.705*
interessi e altri oneri finanziari:		2.489	2.715	3.075
. verso imprese controllate		*4*	*7*	*267*
. verso imprese collegate		*8*	9	*16*
. verso altri		*2.477*	*2.699*	*2.792*
Totale		**(191)**	**(112)**	**(206)**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 17)			
rivalutazioni:		161	189	194
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*151*	*178*	*180*
- di altre partecipazioni		*7*	*6*	*9*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*3*	*5*	*5*
svalutazioni:		494	245	245
- di partecipazioni		*486*	*209*	*233*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni			*11*	
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*8*	*25*	*12*
Totale delle rettifiche		**(333)**	**(56)**	**(51)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 18)			
proventi:		3.646	369	563
. plusvalenze da alienazioni		*3.473*	*257*	*290*
. altri proventi		*173*	*112*	*273*
oneri:		1.809	398	514
. minusvalenze da alienazioni		*28*	*42*	*40*
. imposte relative a esercizi precedenti		*10*		*3*
. altri oneri		*1.771*	*356*	*471*
Totale delle partite straordinarie		**1.837**	**(29)**	**49**
Risultato prima delle imposte		**11.758**	**8.349**	**9.395**
imposte sul reddito dell'esercizio	(NOTA N. 19)	3.530	3.127	3.241
Utile dell'esercizio		**8.228**	**5.222**	**6.154**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	(NOTA N. 9)	(477)	(629)	(569)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**7.751**	**4.593**	**5.585**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	(NOTA N. 20)	**1,98 euro**	**1,20 euro**	**1,48 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)		**9,91 euro**	**6,00 euro**	**7,39 euro**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)	**2001**	**2002**	**2003**
Utile dell'esercizio di Gruppo	7.751	4.593	5.585
Utile dell'esercizio di terzi	477	629	569
Ammortamenti	4.671	4.962	4.710
Svalutazioni nette	571	591	586
Variazioni fondi per rischi e oneri	(323)	96	144
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	23	33	53
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(170)	(152)	(35)
Dividendi	(40)	(32)	(22)
Interessi attivi	(493)	(322)	(197)
Interessi passivi	811	568	574
Differenze di cambio non realizzate	67	(65)	(279)
(Proventi) Oneri straordinari netti	(1.837)	29	(49)
Imposte sul reddito	3.530	3.127	3.241
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	15.038	14.057	14.880
Variazioni:			
- rimanenze	179	(209)	(162)
- crediti commerciali e diversi	(21)	(925)	(622)
- ratei e risconti attivi	(89)	88	66
- debiti commerciali e diversi	(420)	555	451
- ratei e risconti passivi	154	(19)	(198)
Flusso di cassa del risultato operativo	14.841	13.547	14.415
Dividendi incassati	129	147	189
Interessi incassati	455	164	234
Interessi pagati	(790)	(579)	(432)
Oneri straordinari netti pagati	(300)	(162)	(50)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(6.189)	(2.539)	(3.529)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**8.146**	**10.578**	**10.827**

(milioni di €)	2001	2002	2003
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(1.304)	(1.205)	(959)
- immobilizzazioni materiali	(5.273)	(6.843)	(7.843)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(2.662)	(1.043)	(283)
- partecipazioni	(420)	(272)	(702)
- titoli	(452)	(72)	(114)
- crediti finanziari	(758)	(2.124)	(1.127)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(160)	193	207
Flusso di cassa degli investimenti	(11.029)	(11.366)	(10.821)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	8	77	49
- immobilizzazioni materiali	882	475	177
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1.084	270	338
- partecipazioni	140	113	86
- titoli	978	205	312
- crediti finanziari	1.333	308	3.221
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(35)		11
Flusso di cassa dei disinvestimenti	4.390	1.448	4.194
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(6.639)**	**(9.918)**	**(6.627)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	636	2.145	3.118
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(1.311)	(503)	(485)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	141	2.094	(1.004)
	(534)	**3.736**	**1.629**
Apporti netti di capitale proprio da terzi	1.337	62	13
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	943	(103)	(2.606)
Dividendi distribuiti a terzi	(1.736)	(3.035)	(3.011)
Acquisto di azioni proprie	(1.494)	(770)	(329)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.484)**	**(110)**	**(4.304)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	25	57	(9)
Effetto delle differenze di cambio da conversione	13	(121)	(98)
Flusso di cassa netto del periodo	**61**	**486**	**(211)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.244**	**1.305**	**1.791**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.305**	**1.791**	**1.580**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria), sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003
Investimenti finanziari:			
- titoli	(291)	(4)	(111)
- crediti finanziari	(8)	(1.455)	(265)
	(299)	**(1.459)**	**(376)**
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	758	205	311
- crediti finanziari	535	83	1.465
	1.293	**288**	**1.776**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**994**	**(1.171)**	**1.400**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)	**2001**	**2002**	**2003**
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	7.262	1.245	1.179
Attività a breve	504	697	567
(Indebitamento finanziario netto) disponibilità finanziarie nette	(1.054)	125	(683)
Passività a lungo e a breve	(2.307)	(844)	(768)
Effetto netto degli investimenti	**4.405**	**1.223**	**295**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(1.215)	(4)	
Capitale e riserve di terzi			(3)
Totale prezzo di acquisto	**3.190**	**1.219**	**292**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(528)	(176)	(9)
Flusso di cassa degli investimenti	**2.662**	**1.043**	**283**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	1.068	153	108
Attività a breve	185	53	2
Indebitamento finanziario netto	(184)	(16)	(1)
Passività a lungo e a breve	(562)	(85)	(4)
Effetto netto dei disinvestimenti	**507**	**105**	**105**
Plusvalenza per disinvestimenti	597	194	233
Interessenza di terzi	(19)	(6)	
Totale prezzo di vendita	**1.085**	**293**	**338**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(1)	(23)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**1.084**	**270**	**338**

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB). Poiché non regolati dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei "Production Sharing Agreement" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto ovvero di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato comprende inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che non vengano valutate con il criterio del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese acquisite esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione se la loro esclusione non determina una rappresentazione distorta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato consolidato; gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2003" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio. La variazione più significativa riguarda l'acquisizione del 100% della società petrolifera norvegese Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS).

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

☐ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono assunti nel bilancio consolidato in modo da rappresentare la realtà economica dell'accordo in joint venture; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la corrispondente frazione del patrimonio netto è imputata alle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisizione o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata a conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento; se negativa, è iscritta alla voce di patrimonio netto "Riserva di consolidamento".

Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono imputati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione del patrimonio netto.

☐ Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese con-

solidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (i valori non sono significativi).

☐ Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

☐ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). Le differenze cambio da conversione sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese controllate per la redazione del bilancio di esercizio, secondo quanto previsto nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle relazioni infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e passività in moneta diversa dall'euro, ai contratti di copertura del rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero; l'applicazione di questi criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle relazioni infrannuali consolidate" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione adottati non sono stati modificati rispetto a quelli dell'esercizio precedente salvo quanto indicato nel punto "Modifica dei criteri contabili". I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

☐ Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento che si è generato nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione. Quando specifiche leggi obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggior valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene, ovvero, per i beni destinati alla vendita, del valore netto di realizzo, il costo è rettificato in contropartita alle riserve di patrimonio netto. Quando la legge dà facoltà, ma non obbligo di rivalutare, il costo è rettificato solo se la rivalutazione è uniformemente applicata nell'ambito del Gruppo. La rivalutazione dei beni prevista dalla legge 21 novembre 2000, n. 342 è stata effettuata solo da alcune imprese incluse nell'area di consolidamento ed è, quindi, stata eliminata.

Il costo di acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale è ammortizzato nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

I diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati a quote costanti entro un periodo non superiore a cinque anni.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

I costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento, dell'avviamento e della differenza da consolidamento non è oggetto di rivalutazione.

☐ Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione dei beni (ammortamento economico-tecnico).

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati a quote costanti nel periodo di durata della concessione o della vita economico-tecnica se minore; il valore da ammortizzare è determinato al netto dei contributi ricevuti dal concedente.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)			
Fabbricati	3	-	10
Impianti e macchinario:			
- gasdotti e reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario	2	-	5
- altri impianti e macchinario	4	-	25
Attrezzature industriali e commerciali	10	-	25

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

☐ Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili o possibili, riserve certe). Il valore di ciascuna attività è determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi delle riserve certe e delle riserve probabili e possibili sono imputati alle immobilizzazioni; i costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al punto "Sviluppo", considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate; i costi delle riserve probabili e possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle successive attività di esplorazione; in caso di esito negativo sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi

esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'ottenimento di riserve certe e la costruzione e installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti residui sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

☐ Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto delle partecipate (deficit patrimoniale) è rilevato al passivo patrimoniale nella voce "Fondi per rischi e oneri - Altri".

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico.

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzazione. I crediti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico.

Le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

☐ Attivo circolante

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 57% e il 50% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2002 e 2003, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano il 19% delle rimanenze negli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 6% e il 13% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2002 e 2003, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione. I crediti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

Le partecipazioni e i titoli compresi nell'attivo circolante sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il fair value (valore equo) delle stock grant o, nel caso di stock option, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore desumibile dall'andamento del mercato. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

☐ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

☐ Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi. L'Eni versa inoltre contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Queste organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base degli accordi stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi riconosciuti alle organizzazioni dei lavoratori sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione relativi ad alcune controllate estere non sono rilevanti.

☐ Debiti

I debiti sono iscritti al loro valore nominale. I debiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

☐ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono indicate in calce allo stato patrimoniale per il loro ammontare nominale; sono escluse le garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono indicate soltanto se concesse su debiti o impegni altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate in sede di commento della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono indicati in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamen-

to del contratto; nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso. Gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, etc.) sono indicati in calce allo stato patrimoniale al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono indicati in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a garanzie rilasciate o a impegni assunti non quantificabili sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale; nel medesimo punto sono indicati, quando rilevanti, i rischi relativi a richieste di risarcimenti o a controversie.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato.

☐ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. In particolare, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio;
- per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto o di distribuzione di proprietà dell'Eni e la consegna all'utente;
- per i greggi, con la consegna agli impianti (salvo diverse disposizioni contrattuali);
- per i prodotti chimici e per tutti gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

Quando i ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione, tutti i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente a quella data.

I ricavi ottenuti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove l'Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta e venduta da Eni (metodo delle vendite). L'effetto derivante dall'applicazione di tale metodo non è significativo.

I ricavi relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi, derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi soltanto se tali modifiche sono state formalizzate dal committente e dall'appaltatore; le altre richieste (claims) derivanti, a esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando il loro riconoscimento da parte del committente sia ragionevolmente certo.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

L'Eni partecipa ad alcuni "Production Sharing Agreement" (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit oil". L'onere tributario è incluso nei ricavi e nelle imposte sul reddito.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

☐ Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio di cui ne è stata deliberata la distribuzione.

☐ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - Crediti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

☐ Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 14.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati a conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati di copertura del rischio di cambio sono valutati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. I contratti derivati di copertura di attività o passività sono iscritti alla voce "Ratei e Risconti" per l'ammontare corrispondente alla differenza tra il cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e il cambio a pronti alla data di stipula del contratto di copertura ovvero alla data della precedente valutazione con contropartita a conto economico (differenza cambio). I contratti derivati di copertura di impegni non sono adeguati ai cambi di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto al fine di verificare che non vi siano differimenti di perdite. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli" delle "Immobilizzazioni" o dell'"Attivo circolante", in relazione alla scadenza del contratto, e sono ammortizzati in relazione alla durata del contratto di copertura se l'esercizio dell'opzione è ritenuto conveniente, diversamente l'opzione è valutata applicando il criterio previsto per i titoli.

Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzo sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando maturate, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno oggetto di copertura.

☐ Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I costi di ricerca e sviluppo iscritti all'attivo patrimoniale riguardano costi a utilità pluriennale sostenuti per l'attività di ricerca applicata e sviluppo e sono valutati applicando i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

I costi di ricerca scientifica e tecnologica sostenuti negli esercizi 2001, 2002 e 2003 ammontano rispettivamente a 203, 175 e a 238 milioni di euro di cui, rispettivamente, 13, 11 e 52 milioni di euro capitalizzati.

☐ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

Sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono i costi ambientali che aumentano la vita utile, la capacità produttiva o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sempreché consentano di conseguire un incremento complessivo della produttività aziendale. I rischi e gli oneri sono stanziati alla voce "Fondi per rischi e oneri - Altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

☐ Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione. Questi costi sono di natura straordinaria.

Modifica dei criteri contabili

Rispetto all'esercizio precedente è stato modificato il criterio di valutazione dei piani di incentivazione dei dirigenti con assegnazione di azioni. I piani sono stati emessi dall'Eni SpA, dalla Saipem SpA e dalla Snam Rete Gas SpA. I piani emessi dall'Eni SpA sono illustrati nel paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA. Di seguito vengono indicati il criterio adottato e le motivazioni della modifica.

In precedenza, costituendo le stock grant reddito di lavoro dipendente, alla data di assunzione dell'impegno venivano rilevati esclusivamente gli oneri sociali che si prevedeva di sostenere alla data dell'esercizio del diritto nonché la relativa quota di TFR. La sottoscrizione delle nuove azioni era rilevata come operazione patrimoniale alla data della loro emissione. Non vi erano piani di stock grant con utilizzo di azioni proprie.

Relativamente ai piani di stock option, alla data di assunzione dell'impegno non veniva effettuata alcuna rilevazione; alla data di esercizio del diritto, la sottoscrizione di nuove azioni o la cessione di azioni proprie veniva rilevata come operazione patrimoniale.

A partire dagli impegni assunti nell'esercizio 2003, le stock grant e le stock option assegnate ai dirigenti del Gruppo sono rilevate come componente del costo del personale, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono.

Il costo è determinato con riferimento al fair value (valore equo) del diritto assegnato al dipendente ed è imputato a conto economico pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (vesting period)[1]. Il medesimo criterio di imputazione pro rata temporis è adottato per la rilevazione degli oneri sociali e del TFR relativi ai piani di stock grant.

Il fair value delle stock grant è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel vesting period. Il fair value delle stock grant assegnate nel 2003 è di 11,1954, di 6,0185 e di 2,8503 euro per azione rispettivamente per l'Eni SpA, la Saipem SpA e la Snam Rete Gas SpA. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando il modello Black-Scholes che tiene conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso di interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option assegnate nel 2003 è di 1,5045, di 1,1928 e di 0,4206 euro per azione rispettivamente per l'Eni SpA, la Saipem SpA e la Snam Rete Gas SpA.

Il costo delle stock grant con utilizzo di azioni proprie nonché gli oneri sociali e il TFR sono rilevati con contropartita alla voce "Fondi per rischi e oneri - Altri"; il costo relativo alle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Riserva disponibile".

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani sono iscritte alla voce "Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni" e valutate al minore tra il costo di acquisto e il fair value delle stock grant o, nel caso di stock option, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni.

Complessivamente il costo delle stock grant e delle stock option assegnate ai dirigenti del Gruppo nell'esercizio ammonta a 33 milioni di euro, come segue:

(milioni di €)	Eni	Saipem	Snam Rete Gas	Totale
Fair value delle stock grant e delle stock option	21	4	1	26
Oneri sociali e TFR sul valore normale delle stock grant	6	1		7
	27	**5**	**1**	**33**

Il costo imputato a conto economico, determinato pro rata temporis lungo il vesting period, ammonta a 6 milioni di euro cui si aggiunge la svalutazione delle azioni proprie in portafoglio al servizio dei piani di stock grant di 3 milioni di euro per adeguare il valore di iscrizione al fair value delle stock grant assegnate; in relazione alla deducibilità differita degli oneri imputati a conto economico sono state rilevate imposte anticipate di 4 milioni di euro.

(1) Per le stock grant, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le stock option, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

■ Note al bilancio

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Investimenti	Ammortamenti	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2003	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2003
Costi di impianto e di ampliamento	29	2	(11)		(1)	1	20	63
Costi di ricerca e di sviluppo	303	685	(818)	30	(37)	4	167	680
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	68	(126)			71	162	687
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.034	38	(121)		2	(19)	934	1.266
Avviamento	143	28	(35)	4	(9)	25	156	142
Differenza da consolidamento	1.164		(106)		(20)	788	1.826	191
Immobilizzazioni in corso e acconti	135	117				(119)	133	5
Altre immobilizzazioni immateriali	218	21	(49)		(1)	23	212	474
	3.175	**959**	**(1.266)**	**34**	**(66)**	**774**	**3.610**	**3.508**

I costi di impianto e di ampliamento di 20 milioni di euro riguardano i costi per operazioni societarie straordinarie, i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive e i costi di aumento del capitale sociale.

I costi di ricerca e di sviluppo di 167 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (158 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 632 milioni di euro (865 milioni di euro nell'esercizio 2002).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 934 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (709 milioni di euro), le concessioni di sfruttamento minerario (102 milioni di euro), nonché il know-how relativo a nuovi progetti aziendali (41 milioni di euro).

L'avviamento e la differenza da consolidamento di complessivi 1.982 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Gas & Power (832 milioni di euro, di cui 813 milioni di euro relativi all'acquisto delle azioni di Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto), il settore Ingegneria e Costruzioni (825 milioni di euro, di cui 788 milioni di euro relativi all'acquisizione della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (213 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (109 milioni di euro, di cui 55 milioni di euro relativi alla Companhia São Paulo de Petròleo SA, ora incorporata in Agip do Brasil SA). Le altre variazioni di 813 milioni di euro riguardano essenzialmente l'attribuzione della differenza tra il costo di acquisto e il corrispondente patrimonio netto contabile acquisito dai terzi a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA, non attribuito ad altre voci dell'attivo e del passivo (798 milioni di euro).

Le altre immobilizzazioni immateriali di 212 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (94 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (15 milioni di euro).

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2003	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2003
Terreni e fabbricati	1.761	137	(129)	(18)	2	(27)	69	1.795	1.684
Impianti e macchinario	24.065	2.800	(3.106)	(262)	761	(2.053)	3.012	25.217	36.275
Attrezzature industriali e commerciali	441	97	(122)	(1)	139	(29)	(3)	522	1.209
Altri beni	278	82	(90)			(12)	33	291	734
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.148	4.727		(155)	232	(1.023)	(2.394)	8.535	476
	33.693	**7.843**	**(3.447)**	**(436)**	**1.134**	**(3.144)**	**717**	**36.360**	**40.378**

Gli investimenti di 7.843 milioni di euro (6.843 milioni di euro nell'esercizio 2002) sono riferiti principalmente ai settori Exploration & Production (5.033 milioni di euro), Gas & Power (1.655 milioni di euro), Refining & Marketing (652 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (264 milioni di euro, di cui 249 milioni di euro riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*). Informazioni sugli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati sono indicate nell'andamento operativo dei principali settori di attività della relazione sulla gestione.

Le svalutazioni di 436 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production (227 milioni di euro), il settore Petrolchimica (133 milioni di euro) e la Syndial SpA (63 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 3.144 milioni di euro si riferiscono principalmente a imprese con bilanci in dollari USA (2.522 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento di 1.134 milioni di euro è riferita principalmente all'acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (1.077 milioni di euro).

Le altre variazioni di 717 milioni di euro riguardano principalmente la parte attribuita alle immobilizzazioni materiali di Italgas SpA e di sue controllate della differenza tra il costo di acquisto e il corrispondente patrimonio netto contabile acquisito dai terzi a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA (1.057 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente assorbito dalle cessioni di beni e di rami d'azienda (315 milioni di euro) effettuate principalmente dal settore Exploration & Production (133 milioni di euro) e Refining & Marketing (107 milioni di euro).

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali, al lordo e al netto del fondo ammortamento e svalutazione, ammontano rispettivamente a 1.084 e a 82 milioni di euro (1.179 e 64 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 486 milioni di euro (489 milioni di euro al 31 dicembre 2002) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di €)	**31.12.2002**	**31.12.2003**
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Exploration & Production	38.534	38.811
- Gas & Power	16.467	18.926
- Refining & Marketing	8.172	8.652
- Petrolchimica	4.169	4.266
- Ingegneria e Costruzioni	3.447	3.531
- Altre attività	2.472	2.403
- Corporate e società finanziarie	132	149
	73.393	**76.738**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	18.672	18.473
- Gas & Power	9.276	9.426
- Refining & Marketing	5.075	5.482
- Petrolchimica	2.884	3.085
- Ingegneria e Costruzioni	1.689	1.790
- Altre attività	2.054	2.065
- Corporate e società finanziarie	50	57
	39.700	**40.378**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	19.862	20.338
- Gas & Power	7.191	9.500
- Refining & Marketing	3.097	3.170
- Petrolchimica	1.285	1.181
- Ingegneria e Costruzioni	1.758	1.741
- Altre attività	418	338
- Corporate e società finanziarie	82	92
	33.693	**36.360**

Le immobilizzazioni materiali per settore di attività relative all'esercizio 2002 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" sono confluite le immobilizzazioni materiali relative alla Syndial SpA e sue controllate, in precedenza incluse nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" sono state scorporate le immobilizzazioni materiali relative al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie".

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2003	Fondo svalutazione al 31.12.2003
Partecipazioni in imprese controllate	247	72	25	(36)	(31)	8	285	552
Partecipazioni in imprese collegate	2.240	537	162	(335)	(89)	47	2.562	773
Partecipazioni in altre imprese	292	81	2	(26)	(51)	15	313	61
	2.779	**690**	**189**	**(397)**	**(171)**	**70**	**3.160**	**1.386**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 690 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della Unión Fenosa Gas SA (442 milioni di euro), della United Gas Derivatives Co (UGDC) (75 milioni di euro), della Darwin LNG Pty Ltd (43 milioni di euro), della Discovery Producer Services Llc (38 milioni di euro) e dell'Eni BTC Ltd (33 milioni di euro).

Le rivalutazioni e le svalutazioni riguardano la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le rettifiche di valore per perdite delle partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 189 milioni di euro riguardano principalmente la Trans Austria Gasleitung GmbH (35 milioni di euro), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (21 milioni di euro), la TSKJ - Serviços de Engenharia Lda (20 milioni di euro) e l'Azienda Energia e Servizi SpA (20 milioni di euro); le svalutazioni di 397 milioni di euro riguardano principalmente l'Albacom SpA (115 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (29 milioni di euro), la Blue Stream Pipeline Co BV (25 milioni di euro), nonché il decremento per i dividendi incassati dalle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto (167 milioni di euro).

Le altre variazioni di 70 milioni di euro riguardano principalmente la parte attribuita alle imprese partecipate da Italgas SpA della differenza tra il costo di acquisto e il corrispondente patrimonio netto contabile acquisito dai terzi a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA (104 milioni di euro) parzialmente assorbito dalle cessioni effettuate (26 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2003 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2003" che costituisce parte integrante di queste note.

Il valore netto di 3.160 milioni di euro riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2002			31.12.2003		
(milioni di €)	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione
Imprese controllate:						
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	83	50,00	patrimonio netto	65	50,00	patrimonio netto
- Eni BTC Ltd				52	100,00	patrimonio netto
- Conserv Inc	25	100,00	costo			
- Altre (*)	139			168		
	247			**285**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	659	33,34	patrimonio netto	602	33,34	patrimonio netto
- Unión Fenosa Gas SA				416	50,00	patrimonio netto
- Azienda Energia e Servizi SpA	92	49,00	patrimonio netto	168	49,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	151	49,00	patrimonio netto	151	49,00	patrimonio netto
- Raffineria di Milazzo ScpA	121	50,00	patrimonio netto	131	50,00	patrimonio netto
- Blue Stream Pipeline Co BV	178	50,00	patrimonio netto	125	50,00	patrimonio netto
- Erg Raffinerie Mediterranee Srl (a)	100	28,00	costo	100	28,00	costo
- EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	89	50,00	patrimonio netto	94	50,00	patrimonio netto
- United Gas Derivatives Co (UGDC)	19	33,33	patrimonio netto	82	33,33	patrimonio netto
- Superoctanos CA	93	49,00	patrimonio netto	80	49,00	patrimonio netto
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	66	20,00	patrimonio netto	66	20,00	patrimonio netto
- Supermetanol CA	66	35,19	patrimonio netto	59	35,19	patrimonio netto
- Trans Austria Gasleitung GmbH (b)	55	89,00	patrimonio netto	58	89,00	patrimonio netto
- Ages Pisa SpA	49	46,18	patrimonio netto	49	46,07	patrimonio netto
- Siciliana Gas SpA	38	50,00	patrimonio netto	47	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	39	49,00	patrimonio netto	39	49,00	patrimonio netto
- Haldor Topsøe AS	43	50,00	patrimonio netto	37	50,00	patrimonio netto
- Distribuidora de Gas del Centro SA	12	31,35	patrimonio netto	36	31,35	patrimonio netto
- Transitgas AG	34	46,00	patrimonio netto	32	45,99	patrimonio netto
- Albacom SpA	115	35,00	patrimonio netto			
- Carson Development General Partnership	34	50,00	costo			
- Altre (*)	187			190		
	2.240			**2.562**		
Altre imprese:						
- Nigeria Lng Ltd	111	10,40	costo	92	10,40	costo
- Darwin LNG Pty Ltd				39	12,04	costo
- Ceska Rafinerska AS	39	16,33	costo	33	16,33	costo
- Discovery Producer Services Llc	16	16,67	costo	28	16,67	costo
- Interconnector (UK) Ltd	30	5,00	costo	25	5,00	costo
- Altre (*)	96			96		
	292			**313**		
	2.779			**3.160**		

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
(a) Sulla società è stata concessa un'opzione di acquisto ad un prezzo stabilito contrattualmente (v. nota n. 14).
(b) La società è a controllo congiunto.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 602 milioni di euro riferite, principalmente, alla Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), alla EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (187 milioni di euro), alla Galp Energia SGPS SA (107 milioni di euro) e all'Azienda Energia e Servizi SpA (74 milioni di euro).

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2002		31.12.2003	
(milioni di €)	Imprese controllate	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese collegate
Totale attività	1.245	6.996	1.340	8.232
Totale passività	1.126	5.009	1.132	5.735
Ricavi netti	218	4.212	140	4.658
Utile operativo	40	239	5	278
Utile dell'esercizio	36	88	(3)	123

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	30	39
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate		15
Agip Middle East BV	16	14
Albacom SpA		13
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	9	13
Lasmo Petroleum Development BV	13	10
Fosfotec Srl (in liquidazione)	8	8
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	21	
Altre imprese	9	9
	106	**121**

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2002			31.12.2003		
(milioni di €)	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	291	27	318	192	4	196
Crediti verso imprese collegate	360	11	371	238	5	243
Crediti verso altri	313	403	716	494	269	763
	964	**441**	**1.405**	**924**	**278**	**1.202**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 31 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I crediti di 1.202 milioni di euro (1.405 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 962 milioni di euro (1.387 milioni di euro al 31 dicembre 2002) e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 240 milioni di euro, di cui 234 milioni di euro relativi a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario. I crediti strumentali all'attività operativa riguardano principalmente i settori Gas & Power (720 milioni di euro) ed Exploration & Production (184 milioni di euro). Il decremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 425 milioni di euro è dovuto principalmente alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (195 milioni di euro) e alla riscossione di finanziamenti concessi alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (63 milioni di euro) e alla Trans Austria Gasleitung GmbH (41 milioni di euro). Il rimborso di crediti per 32 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2002) è condizionato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale.

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 642 milioni di euro (1.087 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Valore netto al 31.12.2003
Titoli emessi dallo Stato italiano	21	22
Altri titoli	290	1
	311	**23**

I titoli di 23 milioni di euro diminuiscono di 288 milioni di euro a seguito essenzialmente del rimborso dei titoli che l'Eni Lasmo Plc aveva in portafoglio a garanzia di un prestito obbligazionario (288 milioni di euro); la garanzia è stata sostituita con un deposito vincolato iscritto nei crediti immobilizzati per 234 milioni di euro.

Titoli per 21 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (stesso importo al 31 dicembre 2002).

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.872 milioni di euro (2.838 milioni di euro al 31 dicembre 2002) e sono rappresentate da n. 209.141.953 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 206.637.561 al 31 dicembre 2002). Le azioni, iscritte al costo, sono state acquistate in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti al fine di accrescere il valore per l'azionista.

4 Rimanenze

	31.12.2002					31.12.2003				
(milioni di €)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	460	187		372	1.019	409	205		418	1.032
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	64	17		4	85	66	15		6	87
Lavori in corso su ordinazione			184		184			433		433
Prodotti finiti e merci	1.293	418		87	1.798	1.170	416		41	1.627
Acconti	4			110	114	7		1	106	114
	1.821	**622**	**184**	**573**	**3.200**	**1.652**	**636**	**434**	**571**	**3.293**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 107 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.2003
	108	25	(17)	(9)	**107**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 682 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo in conformità alle disposizioni di legge (595 milioni di euro al 31 dicembre 2002) e rimanenze di gas naturale per 39 milioni di euro costituiscono riserve strategiche (stesso importo al 31 dicembre 2002); rimanenze di gas naturale per 465 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (571 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Il valore di iscrizione del greggio, dei prodotti petroliferi e del gas naturale è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio (cosiddetta "Riserva LIFO") per 1.247 milioni di euro (1.375 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

5 Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2002				31.12.2003			
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Crediti commerciali verso:								
- clienti	8.656	161	8.817	20	9.243	233	9.476	16
- imprese controllate	32		32		121		121	
- imprese collegate	241		241		175		175	
	8.929	**161**	**9.090**	**20**	**9.539**	**233**	**9.772**	**16**
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	82		82		135		135	
- imprese collegate	1.154		1.154		310		310	
- altri	1.466		1.466		34		34	
	2.702		**2.702**		**479**		**479**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	13		13		7		7	
- imprese collegate	14		14		70		70	
- altri	3.216	1.053	4.269	5	3.635	64	3.699	11
	3.243	**1.053**	**4.296**	**5**	**3.712**	**64**	**3.776**	**11**
Imposte sul reddito anticipate nette		**1.457**	**1.457**			**2.167**	**2.167**	
	14.874	**2.671**	**17.545**	**25**	**13.730**	**2.464**	**16.194**	**27**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 699 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Accantonamenti	Utilizzazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2003
	848	129	(44)	(19)	(215)	**699**

Le altre variazioni di 215 milioni di euro riguardano per 107 milioni di euro lo stralcio del fondo svalutazione crediti, con contropartita ai crediti di imposta e relativi interessi verso l'Amministrazione finanziaria italiana, a seguito della sentenza della Corte Costituzionale che ha respinto la questione di legittimità sollevata dalla Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso dell'Amministrazione finanziaria, sul rimborso chiesto dall'Eni SpA per l'Irpeg relativa all'esercizio 1988 (maggiori informazioni sono fornite nella nota n. 5 della nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA).

I *crediti commerciali* di 9.772 milioni di euro aumentano di 682 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare ai settori Gas & Power (361 milioni di euro) e Refining & Marketing (307 milioni di euro).

I *crediti finanziari* di 479 milioni di euro (2.702 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 25 milioni di euro (1.454 milioni di euro al 31 dicembre 2002), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 7 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2002), nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 447 milioni di euro (1.237 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Crediti finanziari per 32 milioni di euro sono esigibili entro 90 giorni (1.463 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Il decremento dei crediti finanziari verso banche e altre società finanziarie di 1.429 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'utilizzo del deposito vincolato che Enifin SpA aveva costituito nel 2002 a fronte dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni di Italgas SpA (1.447 milioni di euro). Il decremento dei crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa di 790 milioni di euro è dovuto principalmente alla riscossione dei finanziamenti concessi alle imprese collegate Transitgas AG (655 milioni di euro) e EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (264 milioni di euro). Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti da nuovi finanziamenti concessi, in particolare ad Albacom SpA (54 milioni di euro).

I crediti diversi verso altri riguardano:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	973	1.024
. per interessi su crediti di imposta	317	337
. per crediti Iva	383	149
. per altri rapporti	113	97
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	758	532
- compagnie di assicurazione	276	278
- amministrazioni finanziarie estere	314	232
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	202	198
Acconti per servizi	174	150
Altri crediti	759	702
	4.269	**3.699**

A partire dal 1° luglio 2003 la remunerazione dei crediti di imposta sul reddito verso l'Amministrazione finanziaria italiana è dell'1,375% per semestre intero (2,5% nel primo semestre 2003).

Circa il 61,3% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta diversa dall'euro (9,8% al 31 dicembre 2002).

Al 31 dicembre 2002 e 2003 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

L'analisi delle imposte sul reddito anticipate nette (2.167 milioni di euro) è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

6 Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Valore netto al 31.12.2003
Partecipazioni		13
Azioni proprie		292
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	907	963
- altri titoli	312	312
	1.219	**1.275**
	1.219	**1.580**

Le *partecipazioni* di 13 milioni di euro riguardano azioni Saipem SpA che sono state acquistate al servizio dei piani di stock grant e stock option emessi dall'attività *costruzioni e perforazioni*.

Le *azioni proprie* di 292 milioni di euro sono rappresentate da n. 21.486.000 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Le azioni sono state acquistate in esecuzione delle delibere delle assemblee degli azionisti del 30 maggio 2002 e del 30 maggio 2003 e sono al servizio dei piani di stock option 2002-2004 (n. 15.000.000 di azioni) e di stock grant 2003-2005 (n. 6.500.000 azioni); n. 14.000 azioni sono state cedute a titolo gratuito a seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro. Le azioni proprie riguardanti gli impegni di cessione a titolo gratuito assunti nell'esercizio (n. 1.206.000 azioni) sono state svalutate di 3 milioni di euro per adeguare il valore di iscrizione (13,761 euro per azione) al loro fair value (11,1954 euro per azione). Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option e stock grant sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Gli *altri titoli* di 1.275 milioni di euro aumentano di 56 milioni di euro per effetto essenzialmente degli investimenti netti dell'esercizio. L'analisi per scadenza degli altri titoli al 31 dicembre 2003 è la seguente:

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Valore netto al 31.12.2003
Entro novanta giorni	11	11
Entro l'esercizio successivo	141	119
Entro cinque anni	882	942
Oltre cinque anni	185	203
	1.219	**1.275**

Titoli per 483 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA (489 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

7 Ratei e risconti - attivi

(milioni di €)	Valori al 31.12.2002	Valori al 31.12.2003
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	297	222
Differenziali su contratti derivati	345	197
Prestazioni di servizio anticipate	55	116
Interessi attivi	25	17
Disaggio su prestiti	18	16
Altri ratei e risconti attivi	247	280
	987	**848**

Gli interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi di 222 milioni di euro (di cui 24 milioni di euro a breve termine) riguardano gli oneri per interessi non ancora maturati sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 633 milioni di euro (811 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I differenziali su contratti derivati di 197 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 104 milioni di euro e altre attività e passività per 93 milioni di euro (rispettivamente 293 e 52 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I ratei e risconti attivi a breve e a lungo termine ammontano a 557 e 291 milioni di euro (rispettivamente 603 e 384 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

8 Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di €)		31.12.2002		31.12.2003
Capitale sociale		4.002		4.003
Riserva legale		959		959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		2.838		3.164
Altre riserve:		4.148		2.978
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.562		2.233	
- riserva da avanzo di fusione	1.390			
- riserva disponibile	758		3.050	
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84		84	
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	62		62	
- riserva di consolidamento	31		31	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19		19	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	4		3	
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1		1	
- riserva per differenze cambio	(763)		(2.505)	
Utili portati a nuovo		12.555		13.171
Utile dell'esercizio		4.593		5.585
		29.095		**29.860**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2003 il capitale sociale dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.002.922.176 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 4.001.814.026 azioni ordinarie al 31 dicembre 2002). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 1.108.150 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant a seguito, principalmente, della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2000.

Riserva legale

La riserva legale dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La riserva per azioni proprie in portafoglio rappresenta il valore delle azioni proprie iscritto nell'attivo patrimoniale. La riserva, costituita utilizzando la riserva per acquisto di azioni proprie, è mantenuta finché le azioni non saranno cedute o annullate, previa delibera, rispettivamente, dell'Assemblea ordinaria e straordinaria.

Altre riserve

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. La riserva è riclassificata alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" in relazione al costo delle azioni proprie acquistate.

La riserva da avanzo di fusione è stata riclassificata alla riserva disponibile. La riserva accoglieva l'avanzo di fusione derivante dalle incorporazioni avvenute nell'esercizio 2002 di AgipPetroli SpA, di Snam SpA e di Somicem SpA, al netto della ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta. La riclassifica è stata effettuata in applicazione dei criteri previsti dall'art. 172, comma 6, del D.P.R. 917/1986 che considera tale riserva come riserva di utili.

La riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

La riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986 riguarda i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

La riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile accoglie le attribuzioni degli utili di esercizio destinati all'aumento del capitale sociale a fronte delle emissioni di azioni da assegnare nell'ambito dei piani di incentivazione dei dirigenti. Al 31 dicembre 2003 il numero delle azioni da assegnare gratuitamente è pari a n. 2.451.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 3.559.850 al 31 dicembre 2002).

La riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993 riguarda la quota dell'utile dell'esercizio attribuito alla riserva in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione ai quali partecipano i dipendenti del Gruppo.

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2003 dell'Eni comprende riserve distribuibili per circa 22.500 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere di imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (21 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva da avanzo di fusioni	Riserva disponibile	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva per differenze cambio	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**827**	**574**	**2.826**		**1.856**	**103**	**58**	**6**	**2**		**911**	**4**	**5.904**	**5.771**	**22.975**
Attribuzione del dividendo (410 lire per azione pari a 0,212 euro)															(1.664)	(1.664)
Destinazione utile residuo 2000						1.658				1				2.448	(4.107)	
Acquisto azioni proprie			1.494	(1.494)												
Ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro	(132)	132														
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto									25							25
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero dell'economia e delle finanze								4					(4)			
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												451				451
Altre variazioni														13		13
Utile dell'esercizio															7.751	7.751
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**959**	**2.068**	**1.332**		**3.514**	**103**	**62**	**31**	**3**		**1.362**		**8.365**	**7.751**	**29.551**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)						(757)									(2.119)	(2.876)
Destinazione utile residuo 2001						3								5.629	(5.632)	
Incremento riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.						(2)				2						
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				2.000		(2.000)										
Riserva da avanzo di fusioni					1.390						1			(1.391)		
Acquisto azioni proprie			770	(770)												
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1									(1)						
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(2.125)				(2.125)
Altre variazioni														(48)		(48)
Utile dell'esercizio															4.593	4.593
Saldi al 31 dicembre 2002	**4.002**	**959**	**2.838**	**2.562**	**1.390**	**758**	**103**	**62**	**31**	**4**	**1**	**(763)**		**12.555**	**4.593**	**29.095**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)															(2.833)	(2.833)
Destinazione utile residuo 2002						789								971	(1.760)	
Acquisto azioni proprie			329	(329)												
Svalutazione stock grant			(3)			3										
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1									(1)						
Riclassifiche					(1.390)	1.500								(110)		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(1.845)				(1.845)
Differenze cambio da conversione su distribuzione di dividendi e altre variazioni												103		(245)		(142)
Utile dell'esercizio															5.585	5.585
Saldi al 31 dicembre 2003	**4.003**	**959**	**3.164**	**2.233**		**3.050**	**103**	**62**	**31**	**3**	**1**	**(2.505)**		**13.171**	**5.585**	**29.860**

La variazione delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro di 1.742 milioni di euro si riferisce per circa 1.200 milioni di euro alle imprese con bilanci in dollari USA.

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 2001-2002-2003

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di €)	2001	2002	2003	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**2.250**	**3.880**	**2.850**	**15.375**	**26.498**	**27.566**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	2.990	1.049	2.118	18.741	7.118	4.413
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(49)	(83)	(169)	459	1.131	2.873
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	420	1.261	1.453	(1.945)	(1.218)	(1.432)
- eliminazione di utili infragruppo	(130)	(1.024)	132	(1.493)	(2.777)	(2.409)
- imposte sul reddito differite e anticipate	258	120	(138)	(127)	120	117
- altre rettifiche	2.489	19	(92)	247	317	354
	8.228	**5.222**	**6.154**	**31.257**	**31.189**	**31.482**
Interessi di terzi	(477)	(629)	(569)	(1.706)	(2.094)	(1.622)
Come da bilancio consolidato	**7.751**	**4.593**	**5.585**	**29.551**	**29.095**	**29.860**

Le altre rettifiche relative al risultato di esercizio 2001 riguardano per 2.352 milioni di euro la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA.

9 Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di €)	2001	2002	2003	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003
Saipem SpA	98	115	112	658	705	736
Snam Rete Gas SpA	232	385	427	(19)	290	592
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag Rt	10	13	11	75	83	76
Distribuidora de Gas Cuyana SA	8		3	71	29	33
Italgas SpA (1)	130	124		807	816	
Altri	(1)	(8)	16	114	171	185
	477	**629**	**569**	**1.706**	**2.094**	**1.622**

(1) Il patrimonio netto di terzi è stato acquisito dall'Eni a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA.

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2002					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	**86**	**15**	(9)	**36**	**128**
Fondo imposte:	**2.621**	**326**	(304)	(32)	2.611
- *imposte sul reddito differite*	2.367	318	(301)	2	2.386
- altre imposte	254	8	(3)	(34)	225
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.963	184	(86)	(81)	1.980
- fondo rischi ambientali	854	101	(171)	824	1.608
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	535	63		(5)	593
- *fondo dismissioni e ristrutturazioni*	823	10		(529)	304
- fondo rischi per contenziosi	213	29	(36)	5	211
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	384	11	(75)	(214)	106
- fondi per esodi agevolati	32	29	(12)	(7)	42
- altri fondi (*)	450	300	(202)	2	550
	5.254	**727**	**(582)**	(5)	**5.394**
	7.961	**1.068**	**(895)**	**(1)**	8.133
31.12.2003					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	**128**	**31**	**(12)**	**28**	**175**
Fondo imposte:	**2.611**	**826**	**(1.349)**	**354**	**2.442**
- imposte sul reddito differite	2.386	802	(1.276)	348	2.260
- altre imposte	225	24	(73)	6	182
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.980	173	(51)	(62)	2.040
- fondo rischi ambientali	1.608	97	(143)	69	1.631
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	593	16	(21)	11	599
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	304	50	(61)	(75)	218
- fondo rischi per contenziosi	211	18	(50)	2	181
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	106	55	(24)	(16)	121
- fondi per esodi agevolati	42	39	(33)	17	65
- altri fondi (*)	550	272	(92)	(52)	678
	5.394	**720**	**(475)**	**(106)**	**5.533**
	8.133	**1.577**	**(1.836)**	**276**	**8.150**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 2.260 milioni di euro (2.386 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguarda le passività per imposte differite, al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Le utilizzazioni di 1.276 milioni di euro si riferiscono per 760 milioni di euro all'utilizzo del fondo divenuto eccedente a seguito delle rivalutazioni dei beni effettuate nei limiti delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie come consentito dalla Legge finanziaria 2004. Le altre variazioni di 348 milioni di euro si riferiscono essenzialmente all'effetto fiscale relativo all'adeguamento ai valori correnti delle immobilizzazioni materiali di Italgas SpA e di sue controllate a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto sulle azioni Italgas SpA (207 milioni di euro), all'inserimento nell'area di consolidamento della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (145 milioni di euro) e dalla compensazione, a livello di singola impresa, del fondo imposte differite con i crediti per imposte anticipate (274 milioni di euro). Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (254 milioni di euro). Di seguito sono indicate le passività nette per imposte differite, determinate detraendo dall'ammontare del fondo imposte differite le imposte sul reddito anticipate non compensabili rilevate alla nota n. 5.

Passività nette per imposte differite

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Imposte sul reddito differite	4.224	4.032
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.838)	(1.772)
	2.386	**2.260**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(1.457)	(2.167)
	929	**93**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.133	3.132
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	457	448
- svalutazioni eccedenti di crediti	134	150
- fondo per rischi e oneri eccedenti	104	89
- plusvalenze a tassazione differita	92	62
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	94	21
- altre	210	130
	4.224	**4.032**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.909)	(1.869)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.539)	(1.403)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(843)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(939)	(760)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(565)	(644)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001		(424)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(337)	(355)
- ammortamenti non deducibili	(387)	(272)
- altre	(457)	(724)
	(6.976)	**(7.269)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.681	3.330
	(3.295)	**(3.939)**
Passività nette per imposte differite	**929**	**93**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.681 e 3.330 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2002 e 2003) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi a eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a 5 esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a una aliquota media del 43% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 4.054 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di €)	Imprese italiane	Imprese estere
2004	605	5
2005	38	30
2006	549	82
2007	1.017	26
2008	289	40
oltre 2008		328
illimitatamente	5	1.040
	2.503	**1.551**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 829 milioni di euro e sono riferite principalmente alle imprese estere (661 milioni di euro); le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 342 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2003, gli utilizzi degli altri fondi per rischi e oneri di 475 milioni di euro includono utilizzi di fondi eccedenti per 129 milioni di euro. I principali utilizzi riguardano: (i) la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione derivante dalla sovrastima degli oneri da liquidare a fronte dei sinistri comunicati alla Padana Assicurazioni SpA (21 milioni di euro); (ii) il fondo rischi per contenziosi stanziati negli esercizi precedenti a fronte di penalità contrattuali relative al trasporto e stoccaggio di gas naturale non più dovute a seguito dell'emanazione del codice di rete e di una migliore interpretazione del regime tariffario stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (19 milioni di euro). Gli altri utilizzi di fondi eccedenti riguardano diversi fenomeni di ammontare non significativo.

Al 31 dicembre 2002, gli utilizzi degli altri fondi per rischi e oneri di 582 milioni di euro includono utilizzi di fondi eccedenti per 106 milioni di euro. I principali utilizzi riguardano il fondo rischi per contenziosi (31 milioni di euro) stanziato negli esercizi precedenti a fronte di: (i) rinegoziazione del prezzo di vendita del gas naturale su alcuni contratti che, al termine delle trattative, è risultato superiore a quello atteso; (ii) revisione del regime tariffario relativo al trasporto del gas naturale che, quando fu definito, risultò meno oneroso di quello atteso. Gli altri utilizzi di fondi eccedenti riguardano diversi fenomeni di ammontare non significativo.

Il *fondo per altre imposte* di 182 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme nei Paesi in cui operano società estere del settore Exploration & Production. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1998, salvo alcuni esercizi precedenti non ancora definiti a seguito di contenziosi in corso. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1996 e il 2002.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 2.040 milioni di euro accoglie principalmente i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (2.006 milioni di euro). Le altre variazioni di 62 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (128 milioni di euro). I costi totali non attualizzati che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti ammontano a 2.700 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2002).

Il *fondo rischi ambientali* di 1.631 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.329 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (176 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (67 milioni di euro). Gli accantonamenti di 97 milioni di euro si riferiscono principalmente ai settori Refining & Marketing (72 milioni di euro) e Gas & Power (18 milioni di euro). Le altre variazioni di 69 milioni di euro riguardano principalmente la riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazioni effettuata dalla Syndial SpA (59 milioni di euro).

Il *fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione* di 599 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazioni SpA.

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 218 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dalla Syndial SpA (192 milioni di euro) a fronte delle programmate operazioni di dismissione e di chiusura di siti produttivi. Le altre variazioni di 75 milioni di euro si riferiscono principalmente alle riclassifiche effettuate dalla Syndial SpA al fondo rischi ambientali (59 milioni di euro) e al fondo per esodi agevolati (15 milioni di euro).

Il *fondo rischi per contenziosi* di 181 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi in genere. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 121 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione (v. nota n. 3).

Il *fondo per esodi agevolati* di 65 milioni di euro accoglie gli oneri previsti principalmente nei settori Petrolchimica (28 milioni di euro), Refining & Marketing (15 milioni di euro) e nella Syndial SpA (10 milioni di euro). Le altre variazioni di 17 milioni di euro si riferiscono principalmente alla riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazioni effettuata dalla Syndial SpA (15 milioni di euro).

Con riferimento ai fondi per rischi e oneri esistenti, l'Eni non ritiene ragionevolmente possibile l'insorgenza di ulteriori passività, di ammontare significativo, in aggiunta a quanto già stanziato.

11 Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

	31.12.2002				31.12.2003			
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine:								
- banche	4.583		4.583		3.633		3.633	
- altri finanziatori	16		16		151		151	
- rappresentati da titoli di credito	3.128		3.128		3.510		3.510	
- imprese controllate	68		68		65		65	
- imprese collegate	95		95		69		69	
	7.890		**7.890**		**7.428**		**7.428**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	191	2.967	3.158	1.431	79	4.714	4.793	2.898
- banche	752	2.886	3.638	264	373	2.845	3.218	623
- altri finanziatori	62	958	1.020	677	60	940	1.000	634
- rappresentati da titoli di credito						33	33	
	1.005	**6.811**	**7.816**	**2.372**	**512**	**8.532**	**9.044**	**4.155**
	8.895	**6.811**	**15.706**	**2.372**	**7.940**	**8.532**	**16.472**	**4.155**
Acconti								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	1.012	4	1.016		1.117	36	1.153	
- per altri rapporti	418	1	419	1	332	1	333	1
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione	1		1		81		81	
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	9		9		1		1	
- per altri rapporti	17		17		20		20	
	1.457	**5**	**1.462**	**1**	**1.551**	**37**	**1.588**	**1**
Debiti commerciali								
- rappresentati da titoli di credito	38	2	40		37		37	
- fornitori	5.231	80	5.311		5.557	63	5.620	
- imprese controllate	5		5		19		19	
- imprese collegate	263		263		274		274	
	5.537	**82**	**5.619**		**5.887**	**63**	**5.950**	
Debiti tributari								
- accise e imposte di consumo	406		406		273		273	
- imposte sul reddito	810	1	811		1.262	74	1.336	
- altre imposte e tasse	575	32	607	2	648		648	
	1.791	**33**	**1.824**	**2**	**2.183**	**74**	**2.257**	
Debiti diversi								
- fornitori	648		648		764		764	
- imprese controllate	104	3	107		139		139	
- imprese collegate	152		152		255		255	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	242		242		216	1	217	
- altri	2.017	260	2.277	139	1.948	166	2.114	132
	3.163	**263**	**3.426**	**139**	**3.322**	**167**	**3.489**	**132**
	20.843	**7.194**	**28.037**	**2.514**	**20.883**	**8.873**	**29.756**	**4.288**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Euro	4.155	3.628
Dollaro USA	1.674	3.218
Corona norvegese	101	278
Lira sterlina	1.674	84
Franco svizzero	117	21
Altre valute	169	199
	7.890	**7.428**

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 2,82% e del 2,13%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2002 e 2003.

I debiti finanziari a breve termine di 7.428 milioni di euro diminuiscono di 462 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (963 milioni di euro) nonché, in aumento, il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (470 milioni di euro).

Nel 1999 l'Eni SpA ha acceso una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza nel 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio d'esercizio. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate. Al 31 dicembre 2003 la linea di credito non è stata utilizzata (interamente utilizzata al 31 dicembre 2002).

Al 31 dicembre 2003 l'Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate presso banche nazionali ed estere rispettivamente per 4.647 e 4.799 milioni di euro (rispettivamente 1.207 e 7.272 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2002 e 2003, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	Scadenza	2002	2003	Scad. 2004	2005	2006	2007	2008	Oltre	Totale
Verso banche:										
-mutui ordinari	**2004-2017**	3.028	2.722	297	961	573	258	33	600	2.425
-mutui a tasso agevolato	**2004-2013**	251	137	72	39	14	4	3	5	65
-mutui a tasso di cambio agevolato	**2004-2006**	40	5	2	1	2				3
-credito all'esportazione assicurato	**2004-2006**	8	4	2	1	1				2
-altri	**2004-2010**	311	350		39	63	228	2	18	350
		3.638	**3.218**	**373**	**1.041**	**653**	**490**	**38**	**623**	**2.845**
Titoli di credito	**2004-2007**		33				33			33
Obbligazioni:										
-ordinarie	**2004-2027**	3.158	4.793	79	801	473	417	125	2.898	4.714
Altri finanziatori	**2004-2019**	1.020	1.000	60	127	73	55	51	634	940
		7.816	**9.044**	**512**	**1.969**	**1.199**	**995**	**214**	**4.155**	**8.532**

I debiti finanziari a lungo termine di 9.044 milioni di euro aumentano di 1.228 milioni di euro. Ha contribuito all'incremento il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (1.253 milioni di euro), la variazione dell'area di consolidamento, 688 milioni di euro, di cui 685 milioni di euro relativi all'acquisizione della società norvegese Fortum Petroleum AS, ora Eni Norge AS, nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (606 milioni di euro). Il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni di 1.253 milioni di euro include l'emissione di titoli nell'ambito del programma Euro Medium Term Notes per 2.400 milioni di euro, di cui 1.500 milioni di euro emessi dall'Eni SpA.

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Eni. Al 31 dicembre 2002 e 2003 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 424 e a 793 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I *mutui a tasso di cambio agevolato* di 5 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, quali la Banca Europea per gli Investimenti, come incentivo allo sviluppo economico per i quali lo Stato italiano assume parzialmente gli utili e le perdite di cambio.

Le *obbligazioni* di 4.793 milioni di euro riguardano titoli emessi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 3.703 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 1.090 milioni di euro. L'analisi dei prestiti obbligazionari per emettente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Valuta	Scadenza		Tasso %	
(milioni di €)			da	a	da	a
Società emittente						
Euro Medium Term Notes:						
- Eni SpA	1.500	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	647	Euro	2005	2015	variabile	
- Eni SpA	500	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	309	Dollaro USA	2004	2007	variabile	
- Eni Coordination Center SA	283	Lira sterlina	2010	2019	4,850	5,000
- Enifin SpA	100	Euro		2005	variabile	
- Eni Coordination Center SA	91	Franco svizzero	2005	2007	variabile	
- Eni Coordination Center SA	82	Dollaro USA	2005	2013	4,650	6,820
- Eni Coordination Center SA	72	Euro		2008	4,000	5,050
- Eni Coordination Center SA	51	Franco svizzero		2006		1,750
- Eni Coordination Center SA	37	Yen giapponese		2008		0,810
- Enifin SpA	31	Euro		2005		3,350
	3.703					
Altri prestiti obbligazionari:						
- Eni USA Inc	317	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni USA Inc	237	Dollaro USA		2006		7,500
- Eni Lasmo Plc (*)	213	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni USA Inc	158	Dollaro USA		2007		6,750
- Enifin SpA	129	Euro		2005	variabile	
- Eni Investment Plc	20	Lira sterlina		2005	variabile	
- Eni Finance Inc	16	Dollaro USA		2005		10,300
	1.090					
	4.793					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie per 234 milioni di euro.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	31.12.2002 (milioni di €)	Tasso medio	31.12.2003 (milioni di €)	Tasso medio
Euro	4.408	4,60	6.235	3,56
Dollaro USA	2.900	6,80	2.073	5,67
Lira sterlina	257	10,70	517	6,47
Yen giapponese	93	1,30	40	0,65
Altre valute	158	2,30	179	2,21
	7.816		**9.044**	

Al 31 dicembre 2003 l'Eni non dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate (364 milioni di euro committed non utilizzate al 31 dicembre 2002 scadenti nel 2003). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I *debiti commerciali* di 5.950 milioni di euro aumentano di 331 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Ingegneria e Costruzioni (479 milioni di euro).

I *debiti tributari* di 2.257 milioni di euro aumentano di 433 milioni di euro a seguito dell'incremento dei debiti per imposte sul reddito (525 milioni di euro) derivante principalmente dall'imposta sostitutiva dovuta all'Amministrazione finanziaria italiana a fronte: (i) delle rivalutazioni dei beni effettuate nei limiti delle rettifiche di valore operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie, come consentito dalla Legge finanziaria 2004 (412 milioni di euro); (ii) dell'allineamento, effettuato dalla Stoccaggi Gas Italia SpA, del valore fiscale al valore di conferimento dei beni ricevuti nel 2001 dall'Eni SpA e dalla Snam SpA, come consentito dalla legge n. 448/2001 (124 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente compensato dalla diminuzione dei debiti per accise e imposte di consumo (133 milioni di euro).

Debiti per 409 e 332 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2002 e 2003, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate, da pegni su titoli e da depositi vincolati.

12 Ratei e risconti - passivi

(milioni di €)	Valori al 31.12.2002	Valori al 31.12.2003
Ricavi e proventi anticipati	284	180
Differenziali su contratti derivati	325	127
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	97	99
Canoni di affitto	47	53
Premi delle compagnie di assicurazioni	35	50
Altri ratei e risconti passivi	289	270
	1.077	**779**

I *differenziali su contratti derivati* di 127 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 39 milioni di euro e altre attività e passività per 88 milioni di euro (rispettivamente 290 e 35 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 4 milioni di euro (di cui 2 milioni di euro a breve termine) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti con la Lasmo Plc (ora Eni Lasmo Plc) (rispettivamente 11 e 5 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I ratei e risconti passivi a breve e a lungo termine ammontano a 521 e a 258 milioni di euro (rispettivamente 779 e 298 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

13 Garanzie

	31.12.2002				31.12.2003			
(milioni di €)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	117	640		757	7	302		309
Imprese collegate	55	1.020	77	1.152	30	1.419	77	1.526
Imprese consolidate	4.800	5.506		10.306	4.894	6.090		10.984
Altri	9	202		211		464		464
	4.981	**7.368**	**77**	**12.426**	**4.931**	**8.275**	**77**	13.283

Le *fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 1.835 milioni di euro (1.909 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.235 milioni di euro (1.028 milioni di euro al 31 dicembre 2002), di cui 686 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (826 milioni di euro al 31 dicembre 2002). L'incremento di 207 milioni di euro riguarda principalmente la concessione di una nuova garanzia rilasciata nell'interesse di EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (275 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle differenze di cambio da conversione sul contratto autonomo rilasciato per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (140 milioni di euro); (ii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 242 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Il decremento di 82 milioni di euro si riferisce principalmente alla parziale estinzione delle garanzie rilasciate a terzi a fronte della costruzione di un oleodotto in Azerbaigian (62 milioni di euro); (iii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della costruzione di impianti di trattamento di idrocarburi in Libia per 160 milioni di euro (412 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Il decremento di 252 milioni di euro riguarda la parziale estinzione delle garanzie rilasciate (220 milioni di euro) e le differenze di cambio da conversione (32 milioni di euro); (iv) garanzie di performance rilasciate nell'esercizio per 104 milioni di euro a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa di quest'ultima; (v) garanzie reali di 77 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2002) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2003 a fronte delle suddette garanzie è di 1.698 milioni di euro (1.738 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.984 milioni di euro (10.306 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (4.800 milioni di euro al 31 dicembre 2002) rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 2.841 milioni di euro (1.853 milioni di euro al 31 dicembre 2002). L'incremento di 988 milioni di euro riguarda principalmente il settore Ingegneria e Costruzioni (755 milioni di euro) e il rilascio di nuove garanzie nell'interesse di Eni Gas & Power LNG Australia BV a fronte della costruzione di un gasdotto (165 milioni di euro); (iii) adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 1.186 milioni di euro (1.139 milioni di euro al 31 dicembre 2002); (iv) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.113 milio-

ni di euro (1.062 milioni di euro al 31 dicembre 2002); (v) rischi assicurativi per 379 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (1.049 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Il decremento di 670 milioni di euro si riferisce essenzialmente al mancato rinnovo delle precedenti garanzie. L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 7.930 milioni di euro (8.795 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di altri di 464 milioni di euro (211 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano essenzialmente garanzie rilasciate dall'Eni nell'interesse di altre imprese partecipate. In particolare, nell'esercizio sono state rilasciate garanzie a favore di banche e altri finanziatori per finanziamenti concessi alla Spanish Egyptian Gas Co SAE impresa controllata dalla partecipata Unión Fenosa Gas SA (238 milioni di euro) e garanzie di performance rilasciate a favore della Unión Fenosa SA e di sue controllate a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA (101 milioni di euro).

14 Altri conti d'ordine

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Impegni:		
- contratti derivati	11.917	11.154
- acquisto di beni	3.590	208
- vendita di beni	184	147
- altri	441	379
Rischi	1.015	902
	17.147	**12.790**

Gli *impegni per contratti derivati* di 11.154 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2002 e 2003 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono perciò compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni; inoltre, i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati sia per l'ammontare acquistato che per quello venduto espressi al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. In relazione a ciò i valori indicati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni* di 355 milioni di euro (3.774 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano titoli per 181 milioni di euro (178 milioni di euro al 31 dicembre 2002) e partecipazioni per 174 milioni di euro (3.596 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Gli impegni relativi ai titoli si riferiscono all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori. Gli impegni relativi alle partecipazioni riguardano principalmente l'impegno per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl per 100 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2002). Il decremento degli impegni relativi alle partecipazioni di 3.422 milioni di euro si riferisce principalmente: (i) alla conclusione dell'Offerta Pubblica d'Acquisto sulle azioni di Italgas SpA (2.550 milioni di euro); (ii) all'assolvimento dell'impegno verso la società spagnola Unión Fenosa SA per l'acquisizione del 50% di Unión Fenosa Gas SA attraverso l'aumento del capitale sociale (440 milioni di euro); (iii) all'assolvimento dell'impegno di acquisto del 100% della società petrolifera norvegese Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (400 milioni di euro).

Gli *altri impegni* di 379 milioni di euro (441 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguardano essenzialmente: (i) gli impegni, anche per conto del partner Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 217 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2002); (ii) gli investimenti previsti dall'accordo di programma dell'area di Porto Marghera sottoscritto dalla Syndial SpA con i Ministeri per le attività produttive delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 149 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I *rischi* di 902 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali di 400 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 2002); (ii) rischi di custodia di beni di terzi di 317 milioni di euro (431 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Il decremento di 114 milioni di euro riguarda principalmente le minori quantità di gas stoccati da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (78 milioni di euro); (iii) rischi per danni di natura ambientale di 137 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2002); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 18 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è accentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio di cambio e di tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, etc.). Le quantità monetarie in valuta diversa dall'euro sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2002	Valore nominale al 31.12.2003
Interest rate swap (IRS)	5.206	5.690
Interest rate collar	129	74
Forward rate agreement (FRA)	220	
	5.555	5.764

Gli *Interest Rate Swap (IRS)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati. L'incremento degli Interest Rate Swap di 484 milioni di euro è dovuto principalmente alle operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari concessi a Snam Rete Gas SpA (343 milioni di euro) e a EniPower SpA (300 milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente compensati dall'estinzione da parte di Eni Lasmo Plc dei contratti di copertura a fronte di debiti rimborsati nell'esercizio (271 milioni di euro).

La tabella che segue riporta i tipi di Interest Rate Swap in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

		31.12.2002	31.12.2003
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	1.201	867
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	6,42	6,03
- tasso medio ponderato venduto	(%)	2,77	2,26
- scadenza media ponderata	(anni)	3,74	2,97
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	1.802	1.941
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	3,32	2,25
- tasso medio ponderato venduto	(%)	3,95	2,91
- scadenza media ponderata	(anni)	4,49	3,38
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	2.203	2.882
- tasso medio ponderato venduto	(%)	4,73	4,31
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	2,43	1,77
- scadenza media ponderata	(anni)	6,15	6,64

Gli *Interest Rate Collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'Interest Rate Collar è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche Zero-Cost Collar che non comportano il pagamento di premi. I contratti in essere al 31 dicembre 2003 hanno scadenze mediamente non superiori a cinque anni.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2002	Valore nominale al 31.12.2003
Contratti su cambi a termine	7.611	6.165
Opzioni	348	550
	7.959	**6.715**

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta diversa dall'euro. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato per l'ammontare acquistato e per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è mediamente non superiore a un anno. Il decremento dei contratti su cambi a termine di 1.446 milioni di euro è dovuto principalmente alla scadenza delle operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari a breve termine rappresentati da titoli di credito emessi da Eni Coordination Center SA in lire sterline e convertiti in dollari USA (1.612 milioni di euro).

L'Eni utilizza generalmente combinazioni di opzioni in acquisto e in vendita che consentono di mitigare, entro un certo intervallo, i rischi derivanti da esposizioni in valuta. Le opzioni su valute, trattate in mercati over-the-counter, dietro corresponsione di un premio attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito.

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2002		Valore nominale al 31.12.2003	
Valuta	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.290	3.515	1.019	2.955
Lira sterlina	2.225	92	1.432	342
Corona norvegese	68	37	140	299
Euro	43	12	100	126
Franco svizzero	32	392	177	1
Yen	183	50	99	11
Altre valute	9	11	3	11
	3.850	**4.109**	**2.970**	**3.745**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati al fine di gestire i rischi connessi all'andamento della quotazione dei greggi e dei prodotti petroliferi presenti nell'attività di commercializzazione del gas e nell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito dell'attività di commercializzazione del gas, sono stati stipulati contratti a termine per l'acquisto di greggio al fine di coprire il rischio connesso a forniture di gas naturale a prezzo fisso, a fronte del costo di acquisto determinato sulla base di un paniere di prezzi indicizzati alla quotazione dei prodotti petroliferi sui mercati internazionali riconosciuti.

Nell'ambito dell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi, sono stati stipulati contratti derivati al fine di gestire i rischi economici del ciclo industriale e commerciale connessi alla variabilità dei prezzi di mercato. In particolare, la politica di copertura è finalizzata a ridurre il rischio che mutamenti delle condizioni dei mercati di approvvigionamento e di sbocco possano determinare un peggioramento del risultato atteso nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita dei prodotti finiti.

La scadenza dei contratti, tranne alcuni casi con ammontare non significativo, è inferiore a un anno.

La tabella che segue riepiloga i contratti derivati su merci in essere al 31 dicembre 2002 e 2003.

		Valore nominale al 31.12.2002		Valore nominale al 31.12.2003	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Greggi	(barili)	1.924.390	890.000	6.629.544	1.146.000
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	16.992	66.500	159.849	381.200
Prodotti petroliferi	(galloni)		112.560		104.580

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salvo diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché l'Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Syndial SpA (ex EniChem SpA) - Serfactoring SpA

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata da EniChem SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di una parte dei pagamenti effettuati a favore di quest'ultima, pari a 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza della intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno a loro volta agito contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004: la domanda di Agrifactoring è stata rigettata e questa società condannata al pagamento delle somme chieste da Serfactoring e al risarcimento del danno in favore di Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio.

Eni SpA - Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA. In data 6 marzo 2003 è stata accettata da parte dell'Eni e dell'EniChem la proposta di transazione formulata da Edison riguardante la conclusione del contenzioso. Con la transazione, la Edison si è impegnata a corrispondere a EniChem la somma di 200 milioni di euro da pagarsi in quattro rate di 50 milioni ciascuna, di cui la prima versata il 6 marzo 2003 e le altre a cadenza annuale maggiorate di interessi; il pagamento dilazionato è assistito da fidejussioni bancarie escutibili a prima richiesta (il credito è stato scontato pro-soluto nel corso del 2003). L'indennizzo è a fronte di oneri già sostenuti o stanziati da EniChem. Non sono comprese nelle transazioni le pretese di EniChem relative all'obbligo della Edison di manlevarla e/o indennizzarla degli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e delle strutture industriali, prima dell'apporto da parte di Montedison, ancorché manifestatasi successivamente. Si tratta di danni ambientali reclamati dallo Stato connessi alle attività del sito di Mantova ed eventuali danni che dovessero essere reclamati dallo Stato e/o altri terzi in asserita conseguenza di specifiche situazioni di compromissione ambientale nei siti di Brindisi e Priolo. La soluzione dell'eventuale contenzioso è affidata all'Autorità giudiziaria ordinaria.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel corso del 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta davanti al Tribunale di Milano, dalla ICR Intermedi Chimici di Ravenna Srl, con atto di citazione con il quale la stessa, in relazione a un presunto inadempimento di un contratto preliminare di compravendita di un'area industriale in Ravenna, chiede all'EniChem un risarcimento danni di circa 46 milioni di euro, di cui circa 3 per danni emergenti e circa 43 per lucro cessante.

Snamprogetti SpA

Nel dicembre 2002 la Snamprogetti SpA ha presentato alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi la richiesta di arbitrato nei confronti di Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela – Fertinitro CEC – committente dell'impianto realizzato in Venezuela. La Snamprogetti ha chiesto: (i) il rilascio del Certificato di Accettazione Finale dell'impianto di Jose e la conseguente restituzione della Stand-by Letter of Credit; (ii) il pagamento delle tre rate di circa 22 milioni di dollari USA per la concessione delle licenze; (iii) la decisione sui 164 claims avanzati da Fertinitro e, in particolare, un accertamento sui lavori in garanzia attribuibili a Snamprogetti e sul relativo ammontare; (iv) il risarcimento dei danni e dei costi sostenuti da Snamprogetti come conseguenza del comportamento di Fertinitro. La Fertinitro ha chiesto in riconvenzionale il pagamento di una somma non determinata, ma comunque non inferiore a 50 milioni di dollari USA, oltre gli interessi, per i claims e per asserite inadempienze contrattuali. La Snamprogetti ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi a fronte di questo contenzioso.

Fiscale

Eni SpA

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'Agip SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 1997) un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e quindi annullate dalla Commissione tributaria provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria sono stati respinti dalla Commissione regionale di Milano o rinunciati dalla stessa Amministrazione finanziaria e si sono conclusi con la conferma delle decisioni di primo grado favorevoli alla Società. Relativamente alle sentenze del giudizio di appello, si è ormai formato il giudicato o per l'inutile decorso del termine per impugnare in Cassazione o per esplicita rinuncia a proseguire il giudizio da parte dell'Amministrazione finanziaria: conseguentemente il contenzioso deve considerarsi concluso senza oneri per la Società. Con sentenza del 7 maggio 2001, la Commissione tributaria provinciale di Milano ha altresì annullato l'accertamento con il quale l'Amministrazione finanziaria contesta all'Agip SpA l'utilizzo nell'esercizio 1994 della perdita fiscale dichiarata nel 1992 e rettificata con l'avviso di accertamento notificato relativamente a tale esercizio. La sentenza è stata impugnata dall'Amministrazione finanziaria davanti alla Commissione tributaria regionale di Milano che ancora deve fissare l'udienza di discussione. Dalla favorevole conclusione definitiva della controversia relativa all'esercizio 1992 consegue necessariamente la correttezza del comportamento della Società che nel 1994 ha utilizzato la perdita fiscale dichiarata per il 1992 e ora definitivamente riconosciuta.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. A questo proposito è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e a revocare il decreto dirigenziale, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che con sentenza notificata il 18 marzo 2002 ha dichiarato la materia non di competenza del giudice amministrativo. In relazione a ciò, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per chiedere l'accisa, l'Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che non è più dovuta dal 1° gennaio 2002 l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il termine di decadenza per l'azione di accertamento dei tributi in oggetto è quinquennale e perciò il suo esercizio non sarà possibile oltre il 31 dicembre 2006.

Nel corso del 2003 la Circoscrizione Doganale di Taranto ha notificato all'Eni SpA, quale incorporante dell'AgipPetroli SpA, 147 avvisi di accertamento e di rettifica di altrettante bollette di importazione di prodotti finiti e semilavorati effettuate dalla raffineria di Taranto negli anni 2000, 2001 e 2002. La contestazione riguarda diritti di confine (dazi di importazione e Iva relativa) per circa 24 milioni di euro non pagati dalla Società, perché i prodotti importati sono stati destinati a lavorazioni rientranti fra i trattamenti definiti per i quali la Tariffa Doganale Comune prevede l'esenzione daziaria. Gli avvisi di accertamento non contengono la determinazione delle sanzioni amministrative previste dalla legge doganale tra il minimo di una volta e il massimo di dieci volte i diritti non corrisposti. Alla Società è contestata la mancanza dell'autorizzazione amministrativa per usufruire dell'esenzione daziaria prevista in caso di trattamento definito dei prodotti importati. Sebbene l'Agenzia delle Dogane con Circolare 20/D del 16 aprile 2003 abbia ritenuto equipollente all'autorizzazione amministrativa le dichiarazioni doganali "presentate e debitamente accettate dalle dogane nelle quali figuri espressamente riportata la destinazione particolare del trattamento definito", procedura che l'incorporata AgipPetroli SpA già seguiva da anni, la Circoscrizione

Doganale di Taranto ha preteso per usufruire dell'esenzione daziaria una specifica autorizzazione, concessa nel novembre 2002. Con successivo atto notificato il 24 febbraio 2003, la medesima Circoscrizione ha revocato l'autorizzazione appena rilasciata; l'Eni ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo per la Puglia, tuttora pendente, e in data 11 giugno 2003 ha ottenuto la sospensiva della revoca del provvedimento della Circoscrizione. Ritenendo il proprio comportamento corretto, anche alla luce della Circolare 20/D/2003, la Società ha avviato il procedimento per la risoluzione in via amministrativa previsto dalla normativa doganale chiedendo altresì al Direttore Regionale della Puglia l'annullamento in via di autotutela degli avvisi di accertamento ricevuti. La Società è tuttora in attesa della pronuncia del Direttore Regionale che se negativa sarà impugnata davanti ai competenti organi della giurisdizione tributaria. In data 12 marzo 2004 il Comando Nucleo Regionale Polizia Tributaria Puglia ha notificato alla Società un processo verbale di constatazione con il quale viene ipotizzato il reato di contrabbando aggravato e di falso in atto pubblico relativamente alle stesse importazioni già oggetto degli avvisi di accertamento della Dogana di Taranto e ad altre avvenute tra il gennaio 1999 e il febbraio 2003. Il processo verbale redatto dalla Guardia di Finanza, inviato al Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Taranto, contesta l'omesso pagamento di diritti di confine (dazi e Iva relativa) per circa 26 milioni di euro. Per il reato di contrabbando è prevista una multa non inferiore al doppio e non superiore al decuplo dei tributi non versati. La contestazione è basata sullo stesso difetto di autorizzazione amministrativa, già eccepito dalla Dogana di Taranto, e sullo stoccaggio del prodotto importato insieme a quello ottenuto dalla raffineria (promiscuità di stoccaggio consentita dalla circolare 20/D/2003 dell'Agenzia delle Dogane).

Snam Rete Gas SpA

La Regione Sicilia con legge regionale del 26 marzo 2002, n. 2 ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie, con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar, ricadenti nel proprio territorio. Il tributo è entrato in vigore a decorrere dall'aprile 2002. Snam Rete Gas SpA ha promosso le iniziative necessarie per salvaguardarsi dagli effetti del provvedimento, notificando ricorso alla Commissione tributaria provinciale di Palermo e presentando denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura di infrazione nei confronti dello Stato italiano. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo della attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. In relazione a ciò, l'Autorità ha pubblicato per gli anni termici 2002-2003 (Delibera n. 146/2002) e 2003-2004 (Delibera n. 71/2003) due "set" di tariffe: uno che non tiene conto del tributo e l'altro che lo include e che sarà applicato automaticamente e con effetto retroattivo nel caso venga riconosciuta la sua legittimità. Il 10 settembre 2002, Snam Rete Gas ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe di trasporto comprensive del tributo. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il Tribunale Amministrativo Regionale ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario e pertanto non ha accolto il ricorso. Sulla base della sentenza dal dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti. L'onere complessivo sostenuto è stato di 86,1 milioni di euro. La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, in data 16 dicembre 2003, ha ritenuto che la Repubblica Italiana, per effetto dell'istituzione del tributo ambientale siciliano, sia venuta meno agli obblighi comunitari nonché all'accordo di cooperazione tra la Comunità Economica Europea e la Repubblica Democratica Popolare di Algeria; il tributo ambientale, secondo la Commissione, viola la Tariffa Doganale Comune nella misura in cui altera la parificazione degli oneri doganali gravanti sulle merci importate da paesi terzi, rischia di creare sviamenti di traffico nei rapporti con questi paesi e distorsioni nella libera circolazione o nelle condizioni di concorrenza tra gli Stati membri. La Commissione ha invitato il Governo italiano a trasmettere, entro due mesi, le proprie osservazioni in merito. Con sentenza depositata il 5 gennaio 2004, la Commissione tributaria provinciale di Palermo ha dichiarato illegittimo il tributo ambientale della Regione Sicilia perché in contrasto con la normativa comunitaria e ha accolto il ricorso presentato da Snam Rete Gas per il rimborso della prima rata versata nel mese di aprile 2002 di 11 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La sentenza può essere appellata dalla Regione davanti alla Commissione tributaria regionale di Palermo. Snam Rete Gas ha già intrapreso le azioni necessarie per ottenere il rimborso delle rate del tributo versate successivamente all'aprile 2002 (75 milioni di euro) relativamente alle quali dovrà pronunciarsi la stessa Commissione tributaria provinciale di Palermo. L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo venisse ritenuto illegittimo nelle rimanenti sedi giudiziarie, la società avrà diritto alla restituzione delle somme versate, in caso contrario, l'Autorità ha previsto con le Delibere n. 146/2002 e n. 71/2003 la sua inclusione in tariffa con effetto automatico e retroattivo.

Ambiente

Eni SpA

Nel 1997 la Grifil SpA ha convenuto in giudizio dinanzi al Tribunale di La Spezia l'AgipPetroli SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) chiedendo il pagamento delle spese necessarie alla bonifica di un terreno, facente parte della raffineria di La Spezia

(la cui attività è cessata nel 1985), vendutole nel 1996 dalla Italiana Petroli SpA, successivamente incorporata nell'AgipPetroli SpA. La richiesta di risarcimento, compresi gli asseriti danni subìti, ammonta complessivamente a 103 milioni di euro. Alla fine del 2002 Grifil e AgipPetroli hanno concluso una transazione che prevedeva l'accollo da parte dell'AgipPetroli del 50% del costo della bonifica valutato da primaria società del settore in 19 milioni di euro, e comunque fino a un massimo di 9,5 milioni di euro, nonché l'obbligo da parte della Grifil di provvedere a sua cura e a sue spese alla bonifica del terreno e di rinunciare alla richiesta di risarcimento. La Grifil non ha dato esecuzione agli obblighi assunti con la transazione; in relazione a ciò, ferme e impregiudicate le azioni di regresso e cautelari a garanzia del credito nei confronti della obbligata Grifil, l'Eni ha deciso di provvedere alla bonifica del terreno in accordo con una società interessata a edificare su parte del terreno che si è accollata il 13% del costo della bonifica. Resta pendente il giudizio promosso dalla Grifil dinanzi al Tribunale di La Spezia. In data 7 gennaio 2004 il Comune di La Spezia ha immesso l'Eni nel possesso dell'area e da tale data sono iniziati i primi lavori di bonifica a cura e spese di quest'ultima. L'Eni ha chiesto e ottenuto il sequestro conservativo dell'area della Grifil, fino alla concorrenza massima di 19 milioni di euro; infatti con due successivi provvedimenti, rispettivamente del 2 dicembre 2003 e del 13 gennaio 2004, il Tribunale di Genova ha dichiarato legittimo il diritto dell'Eni, alla luce del contratto di compravendita a suo tempo intervenuto fra Italiana Petroli e Grifil, di porre a carico di quest'ultima tutti gli oneri di disinquinamento che la Società andrà a sostenere per l'inadempimento dell'acquirente. Relativamente al valore da attribuire al sequestro conservativo (fino a 19 milioni di euro), il Tribunale ha precisato che l'Eni dovrà produrre in giudizio il contratto di appalto dei lavori di disinquinamento dal quale risulti il corrispettivo dovuto all'appaltatore; il contratto con una primaria società internazionale specializzata nel settore delle bonifiche è in corso di formalizzazione. È nella fase delle indagini preliminari un procedimento promosso dalla Procura della Repubblica di La Spezia a carico di amministratori dell'AgipPetroli nel triennio 2000-2002 in merito al reato contravvenzionale previsto dall'art. 51 bis (omessa bonifica) del D.Lgs. n. 22/1997.

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Gela al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria. Nel novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile da Italia Nostra e dall'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni di 15.050 milioni di euro. All'esito della istruttoria dibattimentale, nel luglio 2003 il giudice competente ha pronunciato ordinanza con la quale, ravvisando la più grave ipotesi di cui all'art. 440 del codice penale (adulterazione di acque e di sostanze alimentari), ha disposto la trasmissione degli atti al Pubblico Ministero che, in data 13 gennaio 2004, ha fissato con decreto l'udienza preliminare per il prossimo 19 maggio 2004 con l'imputazione ex art. 440 codice penale.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine in relazione ad asserite emissioni provocate da diversi impianti della raffineria di Gela che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di cittadini di Gela, nonché per non avere dichiarato tali emissioni in violazione del D.P.R. n. 203/1988. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione a giudizio per fatti avvenuti dal 1997. È stato poi notificato l'atto di costituzione di parte civile del Comune di Gela, della Provincia di Caltanissetta e di altri, con richiesta di risarcimento danni di complessivi 878 milioni di euro. Il giudizio di 1° grado è attualmente pendente innanzi al Tribunale Penale di Gela.

Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo per avvelenamento doloso di acque destinate al consumo umano e disposto una consulenza tecnica, in corso di espletamento, volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. Il procedimento si trova nella fase di indagini preliminari. Vista la complessità delle indagini in corso, è stato affidato a una società specializzata del settore il compito di verificarne l'origine, le cause e l'estensione. Sono in atto, a scopo meramente cautelativo, azioni tendenti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili. All'esito delle indagini preliminari svolte dal Pubblico Ministero, si potranno prevedere ragionevolmente gli eventuali sviluppi dell'azione giudiziaria stessa.

Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della raffineria di Gela, è stato iscritto procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Nell'ambito del conseguente procedimento penale, è stata fissata per il 12 maggio 2004 l'udienza per il giudizio immediato.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Il 27 ottobre 2003, nell'ambito dell'avviato procedimento, la Procura ha chiesto di procedere, con incidente probatorio accolto dal Giudice per le indagini preliminari il 7 novembre 2003, alla verifica dello stato dei serbatoi della raffineria stessa, nonché di accertare se da eventuali rotture degli stessi possano essersi verificate perdite di prodotti petroliferi nel terreno sottostante con possibile inquinamento delle falde sottostanti la raffineria. Le contestazioni mosse riguardano le norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Lo stesso Giudice per le indagini preliminari, con un precedente provvedimento del 3 novembre 2003, in accoglimento di un'ulteriore richiesta della Procura della Repubblica di Gela, aveva già disposto il sequestro preventivo di 92 serbatoi della raffineria. Il provvedimento ha

determinato la fermata della raffineria di Gela dal 17 novembre 2003; successivamente – operando in sede di incidente probatorio e a seguito di numerosi sopralluoghi, ispezioni e analisi effettuate dai periti del Giudice per le indagini preliminari che hanno di volta in volta escluso ragionevolmente perdite di prodotto dai serbatoi oggetto di indagine – si è giunti, attraverso numerose istanze presentate dalla Raffineria di Gela SpA, al dissequestro di 42 serbatoi alla data del 16 gennaio 2004 che ha consentito il riavvio delle attività dal 19 gennaio 2004.

In relazione a indagini giudiziarie sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, il 5 febbraio 2003 è stato eseguito dal Nucleo Operativo Ecologico dei Carabinieri di Venezia un provvedimento di sequestro preventivo, disposto dal Tribunale di Rovigo, della piattaforma Naomi/Pandora, dei pozzi Naomi 4 Dir, Naomi 2 Dir, 3 Dir - Pandora 2 Dir e della condotta sottomarina per il trasporto della produzione a Casalborsetti. L'Eni, tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo, da cui originava la richiesta di sequestro, ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte dell'Eni nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. L'Eni, sulla base delle prime risultanze dei lavori di detta commissione, ritiene che all'estrazione di idrocarburi dal giacimento Naomi/Pandora non sia imputabile alcun fenomeno di subsidenza sulla costa.

Polimeri Europa SpA

Nell'ambito di un procedimento avviato dalla Procura di Gela nel 2002 per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA, si è concluso il 2 luglio 2003 un incidente probatorio. Enti locali, associazioni ambientaliste, proprietari di terreni che sarebbero stati danneggiati si sono costituite persone offese. È attualmente in corso un secondo incidente probatorio, iniziato alla fine del 2003, per accertare quali siano le emissioni provenienti dal sito di Gela che avrebbero determinato i presunti danni lamentati. Sempre nel 2002 la Procura di Gela ha avviato un procedimento penale, che attualmente si trova in fase di indagini preliminari, per presunti scarichi idrici fuori norma per fatti riferibili alle attività dello stabilimento di Gela di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA e Raffineria di Gela SpA.

Il 5 marzo 2003 avanti il Tribunale di Gela è iniziato il processo penale per presunto illecito smaltimento dell'olio combustibile denominato FOK prodotto nell'impianto etilene dello stabilimento di Gela. Sono state ammesse le parti civili WWF Italia, Italia Nostra e Associazione Amici della Terra che hanno chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 50 milioni di euro per ciascuna delle prime due parti e 500 milioni di euro per la terza.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio davanti il Tribunale di Brescia l'EniChem SpA e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990, in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale da determinarsi in corso di causa e comunque in misura non inferiore a 136 milioni di euro, oppure in via equitativa. L'EniChem ha acquisito lo stabilimento di Mantova nel giugno 1989 nell'ambito dell'operazione Enimont.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Si tratta di situazioni di danno che hanno avuto origine in epoche lontane in cui gli impianti erano gestiti da società non controllate dall'Eni. Rispetto infatti ai 25 anni presi in considerazione dall'accusa (1971-1995) EniChem ha gestito gli impianti CVM - PVC dal 1987 al 1993 mentre i terreni e gli altri impianti del Petrolchimico sono stati gestiti da EniChem solamente dal 1990. La citazione dell'Eni SpA (unitamente a EniChem SpA, Montedison SpA e Montefibre SpA) come responsabile civile per i reati ambientali e per i reati connessi alle lesioni e alle morti di soggetti che hanno lavorato presso l'impianto petrolchimico di Porto Marghera si fonda non già sulla ipotesi di una partecipazione ad attività di gestione dell'impresa, bensì sulla sua posizione di azionista di società che hanno svolto tali attività. Le parti civili (Stato, Regione Veneto, Provincia di Venezia, tre Comuni, alcuni enti e 69 persone offese) nelle udienze di fine giugno 2001 hanno formulato al Tribunale le loro richieste di risarcimento del danno. Nessuna delle parti civili ha precisato quali danni siano effettivamente derivati dai reati eventualmente commessi; esse hanno rimesso alla decisione del Tribunale la ripartizione in capo agli imputati, e quindi ai rispettivi responsabili civili, dei danni complessivamente richiesti a titolo di risarcimento. Le richieste delle parti civili, formulate in via principale e anche in via subordinata (provvisionale) per il caso che il Tribunale non ritenga che le prove acquisite consentano la liquidazione dell'intero danno, di cui per quello ambientale è chiesta in via principale la liquidazione equitativa, sono state, in via principale, complessivamente di 511 milioni di euro oltre la liquidazione equitativa del danno ambientale e, a titolo di provvisionale, complessivamente di 2.035 milioni di euro. Per la determinazione del danno in via equitativa l'Avvocatura dello Stato ha quantificato il ripri-

stino ambientale in 36.952 milioni di euro e il profitto illecitamente conseguito dai trasgressori in 5.970 milioni di euro. Le domande di risarcimento sono state rivolte in solido a tutti gli imputati e responsabili civili. Per il solo danno ambientale rivendicato dallo Stato – senza condanna in solido – l'Avvocatura dello Stato ha chiesto al Tribunale di condannare ripartendo l'ammontare del risarcimento su ciascun imputato (e rispettiva società responsabile civile) nei limiti della quota di responsabilità individuale di ciascuno, accertata dal Tribunale stesso. Un'altra parte in causa, responsabile civile, ha accettato una transazione in base alla quale si è impegnata a versare la somma di circa 260 milioni di euro. In data 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha pronunciato sentenza di assoluzione con formula piena per tutti gli imputati. Avverso la sentenza assolutoria hanno presentato appello il Pubblico Ministero, l'Avvocatura dello Stato per il Ministero dell'ambiente e per la Presidenza del Consiglio, 5 enti pubblici territoriali, 12 associazioni ed enti e 48 persone fisiche. Le domande risarcitorie avanzate dagli appellanti nei confronti di tutti gli imputati e di tutti i responsabili civili sono le stesse del primo grado con la eccezione dell'Avvocatura dello Stato che, in conseguenza della transazione stipulata con una delle società responsabile civile, ha chiesto la condanna al risarcimento del danno ambientale solo nei confronti degli imputati facenti capo a EniChem. Le somme chieste dalle parti civili sono le seguenti: (i) enti pubblici territoriali: 98 milioni di euro; (ii) persone fisiche: 14 milioni di euro; (iii) associazioni ed enti: 4 milioni di euro (Legambiente Nazionale ha chiesto che il danno sia liquidato in sede civile). Il totale dei risarcimenti chiesti a EniChem e a Montedison da tutte le parti civili, con esclusione dello Stato, ammonta dunque a 116 milioni di euro. L'Avvocatura dello Stato ha confermato le richieste avanzate nelle conclusioni di primo grado, ma rivolte esclusivamente nei confronti degli "imputati EniChem ed Eni" e delle stesse società quali responsabili civili. Le richieste ammontano complessivamente a 46.997 milioni di euro ovvero al minor importo di 42.928 milioni di euro in relazione a un differente criterio di calcolo del ripristino come voce del danno ambientale. L'Eni ha effettuato uno stanziamento a fronte di questo contenzioso.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti dall'EniChem SpA nel periodo dal 1983 al 1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Sulla richiesta di archiviazione non si è ancora pronunciato il Giudice per le indagini preliminari.

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio davanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA e a European Vinyls Corporation Italia SpA, dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia mediante attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. European Vinyls Corporation Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente.

In data 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di dipendenti dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento. Polimeri Europa ed EniChem hanno nominato i rispettivi difensori nella dichiarata qualità di persone offese dal reato. Il procedimento è nella fase delle indagini preliminari ed è in corso un incidente probatorio.

Con atto di citazione notificato in data 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria, ha intentato nei confronti dell'EniChem SpA un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali quantificati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata nell'EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. In data 6 giugno 2003, EniChem SpA si è costituita in giudizio, chiedendo in via principale il rigetto delle domande attoree e in via riconvenzionale il pagamento di tutti i costi e le spese sostenute per i procedimenti di bonifica già avviati. Di recente la Provincia di Crotone è intervenuta nella causa di adesione alle domande del Commissario e spiegando autonoma domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro.

Con atto di citazione notificato nel marzo 2004, la Sitindustrie SpA, che nel 1996 ha acquistato dall'Enirisorse (ora incorporata in Syndial SpA) lo stabilimento di Paderno Dugnano, ha convenuto in giudizio avanti il Tribunale di Milano la Syndial SpA chiedendo di accertare la responsabilità di quest'ultima nell'inquinamento dei terreni e la condanna della convenuta al risarcimento dei danni nella misura minima necessaria alla bonifica. L'azione è basata sugli artt. 2050 e 2043 del codice civile.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003 il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio davanti il Tribunale di Torino la Syndial SpA chiedendo il risarcimento del danno ambientale quantificato in 2.396 milioni di euro in relazione all'inquinamento da DDT del lago Maggiore che sarebbe stato provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Eni SpA

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione di fronte al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE in corso di recepimento, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

Con provvedimento notificato il 5 giugno 2001 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato avviava un'istruttoria nei confronti delle società AgipPetroli SpA, Atriplex SpA (ora AgipFuel SpA) e altre per presunte intese restrittive della concorrenza, nell'ambito delle gare indette dalle aziende di trasporto pubblico nelle aree metropolitane di Napoli, Torino e Milano per l'approvvigionamento di gasolio per autotrazione negli anni 1996-2000. In data 4 marzo 2003 è stato notificato il provvedimento dell'Autorità che ha accertato la sussistenza delle infrazioni contestate a carico di tutte le società coinvolte nel procedimento e ha comminato una sanzione pecuniaria che relativamente ad AgipPetroli e Atriplex ammonta complessivamente a 118 mila euro, già versati. Nel maggio 2003 il provvedimento è stato impugnato dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio; il relativo procedimento è tuttora pendente. Nell'ambito di tale procedimento le Aziende di Trasporto di Milano e Torino hanno avanzato richiesta di danni alle società coinvolte, quale conseguenza delle infrazioni accertate dall'Autorità. La sola Azienda di Milano ha quantificato tale richiesta in 7 milioni di euro, quantificazione contestata nel merito e in rito.

Il 5 febbraio 2003 l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per il Lazio di Roma ai fini dell'annullamento del provvedimento adottato il 21 novembre 2002 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione a presunti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza. L'Autorità ha configurato a carico dell'Eni una fattispecie abusiva inerente l'effetto escludente dei contratti di vendita all'estero stipulati nel 2001 con operatori del settore che importano in Italia i volumi contrattati. L'Autorità ritiene che tali accordi vanifichino di fatto la ratio dell'art. 19 del D.Lgs. 164/2000 che fissa i limiti alle immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti da parte di un singolo operatore. L'Autorità valutata la condotta abusiva e tenuto conto della incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, ha imposto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni una "relazione circa le misure idonee a eliminare l'infrazione accertata, con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente".In data 19 febbraio 2004 Eni ha depositato la relazione finale di ottemperanza che prevede l'impegno Eni a metter in atto misure pro-concorrenziali dirette a favorire l'apertura del mercato nazionale del gas, tra cui in particolare il potenziamento dei gasdotti di importazione TAG (Austria) e TTPC (Tunisia) ove non siano realizzati da soggetti terzi terminali GNL in Italia entro un periodo predeterminato. Con provvedimento del 18 marzo 2004, notificato il 26 marzo, l'Autorità, ritenendo le misure proposte dall'Eni inidonee a rimuovere l'infrazione censurata con il provvedimento del 21 novembre 2002, ha avviato nei confronti dell'Eni la procedura di mancato adempimento di cui all'articolo 15, comma 2 della legge 287/1990. Entro trenta giorni dalla data della notifica l'Eni presenterà una nota difensiva. Il procedimento si concluderà entro novanta giorni dalla data di notifica.

Polimeri Europa SpA

Il 12 e 13 dicembre 2002 è stata effettuata presso Polimeri Europa SpA un'ispezione condotta da funzionari dell'Unione Europea volta ad acquisire documentazione concernente il business EPDM della divisione Stirenici ed Elastomeri circa la supposta esistenza di un cartello di produttori e fornitori di EPDM. Il 12 dicembre sono inoltre stati notificati due atti giudiziari negli Stati Uniti; il primo al vice presidente e responsabile commerciale di Polimeri Europa Americas Inc, invitandolo a presentarsi presso il Gran Giurì antitrust in California per produrre documenti e rispondere a domande relative a presunti comportamenti antitrust nel settore dell'EPDM; il secondo alla Polimeri Europa Americas Inc contenente una richiesta di produzione documentale relativa al business oggetto di indagine. Negli USA sono iniziate anche indagini antitrust sui business CR e NBR della divisione Stirenici ed Elastomeri e Polimeri Europa Americas Inc e Polimeri Europa SpA sono state citate in una causa civile per il risarcimento danni (class action) per il solo NBR. L'Unione Europea ha inoltre iniziato indagini sui prodotti NBR, EPR, s-SBR e BR.

Stoccaggi Gas Italia SpA

Con delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha impugnato le delibere n. 26/2002 e n. 49/2002 per ottenerne l'annullamento davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Il 3 febbraio 2004 la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza di primo grado. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dall'Autorità e nel bilancio di esercizio 2002 ha prudenzialmente allineato il capitale investito netto al quadro tariffario vigente.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati – tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, da ultimo il decreto del Ministro dell'ambiente n. 367 pubblicato l'8 gennaio 2004 sulla Gazzetta Ufficiale, riguardante la fissazione di standard di qualità dell'ambiente acquatico per le sostanze pericolose, che modifica radicalmente l'attuale normativa sul punto inserendola in misura rilevante con l'imposizione di parametri qualitativi più stringenti e il cui impatto operativo è in corso di valutazione; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15 Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di €)	2001	2002	2003
Exploration & Production	6.722	5.649	5.786
Gas & Power	15.429	14.673	15.615
Refining & Marketing	36.440	36.020	37.501
Petrolchimica	4.291	3.770	4.050
Ingegneria e Costruzioni	2.515	2.935	4.255
Altre attività	81	706	445
Corporate e società finanziarie	100	119	158
	65.578	**63.872**	**67.810**

I ricavi per settori di attività relativi all'esercizio 2002 sono stati riclassificati sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" sono confluiti i ricavi relativi alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza inclusi nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" sono stati scorporati i ricavi relativi al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie". Relativamente all'esercizio 2001 la riclassifica ha riguardato solo il nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie" perché il conferimento dalla Syndial SpA alla Polimeri Europa SpA del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2002.

Aree geografiche di destinazione

(milioni di €)	2001	2002	2003
Italia	40.246	36.587	37.878
Resto dell'Unione Europea	11.343	11.486	12.759
Resto dell'Europa	3.611	4.392	4.591
Africa	2.819	3.409	3.533
Americhe	5.914	5.340	5.782
Asia	1.624	2.630	3.183
Altre Aree	21	28	84
	65.578	**63.872**	**67.810**

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato di cui alla nota n. 25, sono così determinati:

(milioni di €)	2001	2002	2003
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	65.578	63.872	67.810
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	88	1.127	1.150
a dedurre:			
- accise	(13.068)	(13.139)	(13.520)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.678)	(1.511)	(1.490)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(1.189)	(1.566)	(1.505)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(806)	(861)	(958)
	48.925	**47.922**	**51.487**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)	2001	2002	2003
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	98	86	111
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	98	198	109
Locazioni e affitti di azienda	81	116	103
Risarcimento danni	82	22	73
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	35	60	62
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	93	56	54
Differenziali su contratti derivati	53	50	49
Proventi relativi al personale	51	53	47
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante (1)	41	101	30
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	20	21	27
Contributi in conto esercizio	23	26	11
Altri proventi	297	344	273
Totale come da schema di conto economico legale	**972**	**1.133**	**949**
a dedurre:			
- rimborso di costi per personale	(51)	(53)	(36)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**921**	**1.080**	**913**

(1) Riguarda l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti.

16 Costi della produzione

Di seguito sono analizzate le principali voci dei "Costi della produzione" e il raccordo con le voci del conto economico riclassificato indicato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)	2001	2002	2003
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.984	25.229	26.449
Costi per servizi	7.507	8.614	10.431
Costi per godimento di beni di terzi	1.242	1.454	1.407
Svalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	82	95	122
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21	17	38
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	190	(216)	48
Accantonamenti per rischi	114	114	118
Altri accantonamenti	334	413	342
Oneri diversi di gestione	13.840	14.092	14.371
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**49.314**	**49.812**	**53.326**
a dedurre:			
- accise	(13.068)	(13.139)	(13.520)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.678)	(1.511)	(1.490)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(1.189)	(1.566)	(1.505)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(806)	(861)	(958)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(745)	(842)	(1.277)
- costi per personale in comando			(10)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**31.828**	**31.893**	**34.566**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 8, 6 e 19 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalty su prodotti petroliferi estratti per 517, 508 e 538 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per rischi e oneri ambientali per 6, 16 e 36 milioni di euro e accantonamenti per penalità contrattuali per 34, 21 e 18 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 125, 179 e 166 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 16, 19 e 20 milioni di euro e alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 103, 63 e 16 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.063, 13.146 e 13.577 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (82, 146 e 116 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003).

Costi per il personale

(milioni di €)	2001	2002	2003
Salari e stipendi	2.271	2.441	2.412
Oneri sociali	602	650	693
Trattamento di fine rapporto	114	121	126
Trattamento di quiescenza e simili	12	15	31
Altri costi	83	119	91
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**3.082**	**3.346**	**3.353**
a incremento:			
- costi per personale in comando			10
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(51)	(53)	(36)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(180)	(190)	(161)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**2.851**	**3.103**	**3.166**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1.370	1.423	1.266
- immobilizzazioni materiali	3.310	3.543	3.447
	4.680	**4.966**	**4.713**
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni immateriali		95	30
- immobilizzazioni materiali	100	447	411
	100	**542**	**441**
Totale come da schema di conto economico legale	**4.780**	**5.508**	**5.154**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(9)	(4)	(3)
Totale come da conto economico riclassificato	**4.771**	**5.504**	**5.151**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 2,619, 3,500 e 4,500 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,414, 0,555 e 0,641 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2001, 2002 e 2003.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

17 Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003
Proventi da partecipazioni			
Plusvalenze da cessioni	76	55	39
Dividendi	40	32	22
Altri	1	17	11
	117	**104**	72
Rivalutazioni di partecipazioni	158	184	189
	275	**288**	**261**

Le *plusvalenze da cessioni* di 39 milioni di euro, riguardano essenzialmente la cessione del 20% della Inca International SpA (29 milioni di euro) e dal 50% della Epoxital Srl (7 milioni di euro).

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo.

Le *rivalutazioni di partecipazioni* riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo (v. nota n. 3).

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	1.550	1.948	2.332
Proventi su contratti derivati finanziari	110	134	117
Interessi su crediti verso banche	101	113	82
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	106	96	58
Proventi su titoli	95	44	34
Interessi su crediti di imposta	33	33	24
Altri proventi finanziari	186	131	150
	2.181	**2.499**	**2.797**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	3	5	5
	2.184	**2.504**	**2.802**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)	2001	2002	2003
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	1.560	1.978	2.332
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	216	204	219
Interessi e altri oneri verso banche	332	243	199
Oneri su contratti derivati finanziari	123	114	113
Oneri su partecipazioni	5	36	45
Altri interessi e oneri finanziari	253	140	167
	2.489	**2.715**	**3.075**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	486	209	- 233
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	8	36	12
	494	**245**	**245**
	2.983	**2.960**	**3.320**

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo (v. nota n. 3).

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)	2001	2002	2003
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre	6		
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	35	40	84
- impianti e macchinario	8	3	2
	49	**43**	**86**

18 Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)	2001	2002	2003
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	3.473	257	290
Altri proventi straordinari	173	112	273
	3.646	**369**	**563**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(885)	(157)	(248)
- incentivazione esodi	(237)	(114)	(116)
- svalutazioni e minusvalenze	(607)	(55)	(66)
	(1.729)	**(326)**	**(430)**
Altri oneri straordinari	(80)	(72)	(84)
	(1.809)	**(398)**	**(514)**
	1.837	**(29)**	**49**

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 290 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione da parte del settore Refining & Marketing di stazioni di servizio e di terreni (237 milioni di euro) e la cessione da parte del settore Gas & Power dell'attività di trasporto marittimo e di immobili (52 milioni di euro).

Gli *altri proventi straordinari* di 273 milioni di euro riguardano principalmente l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA alla Syndial SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro) e l'utilizzo per eccedenza di fondi per rischi e oneri (47 milioni di euro, di cui 38 milioni di euro relativi alla Syndial SpA).

Gli *stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 248 milioni di euro riguardano principalmente gli oneri di natura ambientale relativi alla Syndial SpA (82 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (51 milioni di euro), nonché a costi futuri di gestione dei siti inattivi della Syndial SpA (48 milioni di euro).

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 116 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (37 milioni di euro), Refining & Marketing (32 milioni di euro), Gas & Power (15 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (15 milioni di euro).

Le *svalutazioni e minusvalenze* di 66 milioni di euro riguardano principalmente la devoluzione alle società autostradali di stazioni di servizio in concessione (35 milioni di euro) e la svalutazione di impianti nel settore Petrolchimica (11 milioni di euro).

19 Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)	2001	2002	2003
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.093	1.451	1.583
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	2.028	2.040	2.296
- altre imprese estere	175	163	201
	3.296	**3.654**	**4.080**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(1)		
	3.295	**3.654**	**4.080**
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	158	(542)	(904)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	93	53	67
- altre imprese estere	(16)	(38)	(2)
	235	**(527)**	**(839)**
	3.530	**3.127**	**3.241**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.583 milioni di euro riguardano l'Irpeg per 1.347 milioni di euro, l'Irap per 224 milioni di euro e imposte estere per 12 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 34,5% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 39,9%, che risulta applicando l'aliquota del 34% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa fiscale italiana.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è la seguente:

(%)	2001	2002	2003
Aliquota teorica	**40,9**	**42,1**	**39,9**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	5,0	2,7	7,4
- differenze permanenti	(7,6)	0,8	(0,2)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(2,3)	(4,9)	(1,4)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001			(3,1)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(4,6)	(4,7)	(3,6)
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)			(4,4)
- altre motivazioni	(1,4)	1,5	(0,1)
	(10,9)	**(4,6)**	**(5,4)**
	30,0	**37,5**	**34,5**

L'effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001 si riferisce alla Stoccaggi Gas Italia SpA che si è avvalsa della facoltà di allineare il valore fiscale al valore di conferimento dei beni ricevuti nel 2001 dall'Eni SpA e dalla Snam SpA pagando l'imposta sostitutiva del 9%. L'effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni si riferisce alla facoltà, concessa dalla Legge finanziaria 2004 e di cui si sono avvalse alcune società del Gruppo, di rivalutare i beni nei limiti delle rettifiche di valore operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie pagando l'imposta sostitutiva del 19%. Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (7,2%).

20 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio, escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2002 e 2003 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 2001 e 2002. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 3.911.906.449, di 3.826.945.671 e di 3.778.436.257 rispettivamente negli esercizi 2001, 2002 e 2003.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di stock grant e stock option produrranno sull'utile per azione dell'Eni non è significativo. Allo stato attuale le azioni da vendere a fronte dei piani di stock option non hanno effetto diluitivo.

21 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio contabile internazionale IAS n. 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 25.

I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

Le informazioni per settori di attività relative all'esercizio 2002 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" sono confluite le informazioni relative alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza incluse nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" sono state scorporate le informazioni relative al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie". Relativamente all'esercizio 2001 la riclassifica ha riguardato solo il nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie" perché il conferimento dalla Syndial SpA alla Polimeri Europa SpA del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2002.

(milioni di €)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Totale
2001								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	13.960	16.098	22.083	4.761	3.114	476	245	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.430)	(668)	(1.202)	(471)	(509)	(387)	(145)	
Ricavi da terzi	5.530	15.430	20.881	4.290	2.605	89	100	48.925
Risultato operativo	5.984	3.672	985	(332)	255	22	(190)	10.396
Attività direttamente attribuibili [b]	24.261	12.860	7.420	2.488	3.136	174	615	50.954
Attività non direttamente attribuibili								11.782
Passività direttamente attribuibili [c]	5.098	3.037	3.345	1.312	1.927	323	822	15.864
Passività non direttamente attribuibili								17.683
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.276	1.065	496	361	304	24	51	6.577
Ammortamenti e svalutazioni	(3.251)	(503)	(517)	(251)	(203)	(16)	(30)	(4.771)
Interessi attivi	75	32	37	23	10		316	493
Interessi passivi	(272)	(74)	(33)	(6)	(17)		(409)	(811)
2002								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	12.877	15.297	21.546	4.516	4.546	705	457	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.795)	(623)	(1.037)	(746)	(479)	(5)	(337)	
Ricavi da terzi	4.082	14.674	20.509	3.770	4.067	700	120	47.922
Risultato operativo	5.175	3.244	320	(126)	298	(199)	(210)	8.502
Attività direttamente attribuibili [b]	23.686	12.482	7.634	2.821	5.026	909	319	52.877
Attività non direttamente attribuibili								12.931
Passività direttamente attribuibili [c]	4.764	2.969	2.861	631	2.741	2.264	844	17.074
Passività non direttamente attribuibili								20.383
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.615	1.313	545	145	232	121	77	8.048
Ammortamenti e svalutazioni	(3.884)	(512)	(494)	(231)	(267)	(56)	(60)	(5.504)
Interessi attivi	59	14	64	2	7	38	138	322
Interessi passivi	(185)	(37)	(26)	(11)	(10)	(3)	(296)	(568)
2003								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	12.746	16.067	22.148	4.487	6.306	1.302	638	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.468)	(450)	(621)	(438)	(897)	(853)	(480)	
Ricavi da terzi	4.278	15.617	21.527	4.049	5.409	449	158	51.487
Risultato operativo	5.746	3.627	583	(176)	311	(279)	(295)	9.517
Attività direttamente attribuibili [b]	23.433	15.824	8.025	2.523	5.361	864	606	56.636
Attività non direttamente attribuibili								10.700
Passività direttamente attribuibili [c]	4.629	3.007	2.835	612	3.463	2.183	940	17.669
Passività non direttamente attribuibili								21.349
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.682	1.760	730	141	277	71	141	8.802
Ammortamenti e svalutazioni	(3.360)	(567)	(494)	(248)	(271)	(110)	(101)	(5.151)
Interessi attivi	37	7	18	1	21	3	110	197
Interessi passivi	(141)	(20)	(16)	(7)	(14)	(2)	(374)	(574)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di €)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
2001								
Attività direttamente attribuibili [a]	23.513	7.546	2.721	8.653	4.552	3.958	11	50.954
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.407	595	249	1.405	923	923	75	6.577
2002								
Attività direttamente attribuibili [a]	24.524	6.806	3.863	9.122	3.432	4.385	745	52.877
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.396	546	305	2.497	721	1.333	250	8.048
2003								
Attività direttamente attribuibili [a]	27.355	6.690	4.005	10.509	2.921	4.801	355	56.636
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.708	1.035	334	3.026	369	795	535	8.802

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di €)	2001	2002	2003
Italia	27.244	23.797	25.491
Resto dell'Unione Europea	8.226	8.450	9.995
Resto dell'Europa	3.136	4.712	4.093
Africa	2.180	2.478	5.854
Americhe	6.169	5.317	2.778
Asia	1.949	3.154	3.245
Altre aree	21	14	31
	48.925	**47.922**	**51.487**

22 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti, al 31 dicembre 2002 e 2003 esigibili oltre l'esercizio successivo, con esclusione dei crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana, non sono rilevanti. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto (2,5% per il primo semestre e 1,375% per il secondo semestre) risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore contabile dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra la concessione del credito e la sua scadenza.

- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 2002 e 2003 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti.

	31.12.2002		31.12.2003	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli e partecipazioni non immobilizzate [1]	1.519	1.538	1.300	1.317
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve [2]	7.530	8.002	8.826	9.099

(1) Il valore contabile non comprende le azioni proprie e i titoli scadenti entro 90 giorni.
(2) Il valore contabile è aumentato del valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti iscritti alla voce "Ratei e risconti" del passivo patrimoniale ed è diminuito degli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale.

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi a attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

	31.12.2002		31.12.2003	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	12	101	22	72
- passività	(18)	(129)	(17)	(117)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	333	244	175	289
- passività	(298)	(74)	(104)	(71)

23 Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e successive modificazioni, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

	31.12.2003				2003			
					Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate								
Agip Oil Co Ltd	19	47				61		1
Albacom SpA	11	31			3	33	1	8
Azienda Energia e Servizi SpA	3	30				74		2
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		36			2	713	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	9					41	96	
Blue Stream Pipeline Co BV	51					63		43
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	13					67	135	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	14	28		100	567	92	210	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	14						73	
Karachaganak Petroleum Operating BV	46	50				53		183
Petrobel Belayim Petroleum Co		78				138		
Promgas SpA	21	22			230		250	
Raffineria di Milazzo ScpA	3	3				161	58	
Serfactoring SpA		128						
Supermetanol CA		12			59	9		
Superoctanos CA	2	20			142	11		
Trans Austria Gasleitung GmbH		5				171		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	3	10				38		
Transitgas AG		6				55		
Unión Fenosa Gas SA			104					
Altre (*)	36	44	117		15	66	63	18
	245	**550**	**221**	**100**	**1.018**	**1.846**	**887**	**255**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Eni BTC Ltd			120					
Eni Gas BV	91	191	160			2		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd						104		
Altre (*)	37	48	22		4	43	8	30
	128	**239**	**302**		**4**	**149**	**8**	**30**
	373	**789**	**523**	**100**	**1.022**	**1.995**	**895**	**285**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	261	2				31	1.465	341
	634	**791**	**523**	**100**	**1.022**	**2.026**	**2.360**	**626**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del Gruppo Cosmi Holding correlato all'Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a circa 18 e 29 milioni di euro rispettivamente nel 2002 e nel 2003.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero dalle società Agip Oil Co Ltd, Eni Gas BV, Karachaganak Petroleum Operating BV e Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti; limitatamente all'Eni Gas BV, la garanzia rilasciata a fronte della costruzione di impianti di trattamenti di idrocarburi in Libia nonché crediti e debiti per attività di investimento e alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* dell'Eni;
- i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA;
- il vettoriamento dalla società Azienda Energia e Servizi SpA;
- le prestazioni per la raffinazione del petrolio, la vendita dei prodotti petroliferi e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Supermetanol CA e Superoctanos CA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Blue Stream Pipeline Co BV e la prestazione di servizi relativi al completamento del gasdotto che collega la Federazione Russa alla Turchia;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicate ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee Srl e in misura corrispondente ai costi sostenuti, per la Raffineria di Milazzo ScpA; la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- le operazioni di fattorizzazione dalla società Serfactoring SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung GmbH, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH e Transitgas AG; i rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- la garanzia di performance rilasciata alla società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata alla società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito.

I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

	31.12.2003			2003	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Albacom SpA	54		88	13	
Blue Stream Pipeline Co BV		4	725		26
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			275		4
Raffineria di Milazzo ScpA			113		
Serfactoring SpA	50				1
Trans Austria Gasleitung GmbH	399				14
Altre (*)	50	65	104	3	6
	553	**69**	**1.305**	**16**	**51**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	241				11
Altre (*)	90	65	7	18	2
	331	**65**	**7**	**18**	**13**
	884	**134**	**1.312**	**34**	**64**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- la concessione di finanziamenti e di garanzie alle società Albacom SpA e Serfactoring SpA;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Nel corso dell'esercizio sono stati effettuati conferimenti di rami d'azienda da/a società controllate e collegate per importi di ammontare non significativo.

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
Dirigenti	1.553	1.484	1.634	6	4	1
Quadri	8.440	9.352	10.285	34	17	33
Impiegati	32.240	33.940	35.964	317	306	279
Operai	27.287	30.336	30.303	367	364	92
	69.520	**75.112**	**78.186**	**724**	**691**	**405**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio; i dipendenti delle imprese consolidate proporzionalmente sono indicati in misura proporzionale alla percentuale di possesso.

25 Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Securities and Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles, o U.S. GAAP). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa sono di seguito indicate le informazioni contabili previste nel "Form 20-F" integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni.

In calce agli schemi contabili internazionali è indicato il contenuto delle voci se differente da quello degli schemi contabili legali e in quanto non esposto nella nota integrativa.

Le variazioni delle voci rispetto all'esercizio precedente posto a confronto sono motivate nella nota integrativa.

Stato patrimoniale

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti [a]	3.265	1.623
Titoli [b]	1.208	1.277
Crediti [c]	13.530	13.802
Rimanenze:		
- *greggio, gas naturale e prodotti petroliferi*	1.821	1.652
- *prodotti chimici*	622	636
- *lavori in corso su ordinazione di contratti a lungo termine*	184	434
- *altre*	573	571
Totale rimanenze	3.200	3.293
Ratei e risconti attivi [d]	573	533
Totale attività correnti	**21.776**	**20.528**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	33.693	36.360
Crediti [e]	2.500	1.395
Partecipazioni	2.779	3.160
Immobilizzazioni immateriali	3.175	3.610
Altre attività [f]	1.885	2.283
Totale attività non correnti	**44.032**	**46.808**
TOTALE ATTIVITÀ	**65.808**	**67.336**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	7.890	7.428
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine [g]	980	490
Debiti commerciali	5.537	5.887
Anticipi	1.457	1.551
Debiti tributari	1.791	2.183
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	3.937	3.841
Totale passività correnti	**21.592**	**21.380**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine [g]	6.550	8.336
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	507	555
Fondi per rischi e oneri	5.522	5.708
Fondo imposte	2.611	2.442
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	675	597
Totale passività non correnti	**15.865**	**17.638**
TOTALE PASSIVITÀ	**37.457**	**39.018**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**2.094**	**1.622**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.002.922.176 azioni del valore nominale di 1 euro (4.001.814.026 azioni al 31 dicembre 2002)	4.002	4.003
Riserve	20.500	20.272
Azioni proprie in portafoglio [i]	(2.838)	(3.164)
Utile del periodo	4.593	5.585
Totale patrimonio netto dell'Eni	**26.257**	**26.696**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**65.808**	**67.336**

(a) Comprende le disponibilità liquide, i crediti finanziari iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro 90 giorni e i titoli che non costituiscono immobilizzazioni con scadenza entro 90 giorni.
(b) Comprende i titoli che non costituiscono immobilizzazioni, esclusi quelli con scadenza entro 90 giorni. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che nello schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.
(c) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro l'esercizio, esclusi i crediti finanziari esigibili entro 90 giorni.
(d) Comprende i ratei e i risconti attivi a breve termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi.
(e) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio, escluse le imposte sul reddito anticipate nette.
(f) Comprende i titoli, diversi dalle partecipazioni, iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, i ratei e risconti attivi a lungo termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi e le imposte sul reddito anticipate nette. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che nello schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.
(g) I debiti finanziari correnti e non correnti sono esposti al netto dei risconti attivi riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi, rispettivamente a breve e a lungo termine e sono incrementati dei risconti passivi riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti, rispettivamente a breve e a lungo termine.
(h) Comprendono i ratei e i risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine al netto di quelli riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti, nonché i debiti diversi da quelli specificatamente indicati, rispettivamente esigibili entro e oltre l'esercizio.
(i) Il patrimonio netto è esposto al netto delle azioni proprie in portafoglio.

Conto economico

(milioni di €)	2001	2002	2003
Ricavi			
Ricavi netti della gestione caratteristica	48.925	47.922	51.487
Altri ricavi e proventi	921	1.080	913
Totale ricavi	**49.846**	**49.002**	**52.400**
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.828	31.893	34.566
Costo lavoro	2.851	3.103	3.166
Ammortamenti e svalutazioni	4.771	5.504	5.151
Utile operativo	**10.396**	**8.502**	**9.517**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti [a]	(259)	(167)	(154)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(216)	43	(17)
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**(475)**	**(124)**	**(171)**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	9.921	8.378	9.346
Proventi (oneri) straordinari netti [b]	1.837	(29)	49
Utile prima delle imposte	**11.758**	**8.349**	**9.395**
Imposte sul reddito	(3.530)	(3.127)	(3.241)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**8.228**	**5.222**	**6.154**
Utile di terzi azionisti	(477)	(629)	(569)
Utile dell'esercizio	**7.751**	**4.593**	**5.585**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**1,98 euro**	**1,20 euro**	**1,48 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)	**9,91 euro**	**6,00 euro**	**7,39 euro**

(a) Comprende i "Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie" al netto degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale.
(b) Prima delle imposte sul reddito.

Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi contabili italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi e i relativi effetti economici e patrimoniali. Alcune differenze tra i due principi non sono riportate nella riconciliazione del risultato e del patrimonio netto (nota n. 26) perché non producono effetti oppure perché gli effetti non sono significativi.

A) Definizione dell'area di consolidamento

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" della nota integrativa. In particolare, secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto la Saipem SpA e le rispettive imprese controllate. La Saipem SpA è controllata dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43%).

Inoltre, gli U.S. GAAP richiedono al beneficiario principale di consolidare le imprese a interesse variabile. Sono considerate imprese a interesse variabile le imprese che per loro natura e costituzione presentano una delle seguenti caratteristiche: (i) hanno un capitale di rischio non sufficiente a finanziare l'attività dell'impresa senza supporti finanziari messi a disposizione da altri soggetti; (ii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale alla quota di partecipazione detenuta; (iii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale all'obbligo di ripianare le perdite; (iv) i diritti di voto non sono proporzionali alla distribuzione dell'attivo in caso di liquidazione. Questa differenza di principio, che è applicabile alle imprese costituite o acquisite dall'Eni dopo il 31 gennaio 2003, non ha comportato nessuna variazione nell'area di consolidamento U.S. GAAP rispetto a quella Italian GAAP.

B) Attività mineraria

Esplorazione

Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Immobilizzazioni immateriali" per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati alla voce "Immobilizzazioni immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono comunque imputati a conto economico se entro un anno dal termine della perforazione non si riesce ad accertare l'esistenza di riserve certe a meno che l'attività di perforazione sia stata eseguita in un'area dove sono necessari ulteriori investimenti per poter iniziare l'attività di produzione. Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Sviluppo

Per costi di sviluppo si intendono gli investimenti necessari per poter iniziare l'attività di produzione o per poter migliorare il processo di estrazione, trattamento e stoccaggio dei greggi e del gas. I costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Secondo gli U.S. GAAP i costi di sviluppo relativi ai pozzi con esito minerario positivo e negativo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

C) Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali

La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani che degli U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità delle immobilizzazioni materiali e immateriali a vita utile definita è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. La recuperabilità dell'avviamento è verificata a livello di "unità operativa" confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

D) Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni

Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate alla nota n. 26 riguardano la rideterminazione delle plusvalenze o minusvalenze da cessione sulla base del costo storico, il ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico, nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

E) Imposte sul reddito differite e anticipate

Secondo i principi contabili italiani, le imposte anticipate sono rilevate se sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità e le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il prezzo di acquisto e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte anticipate siano rilevate se il loro recupero è probabile e le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia con-

sentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stessi principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il prezzo di acquisto e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate alla nota n. 26 riguardano la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento alla probabilità piuttosto che alla ragionevole certezza del loro recupero, la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente, nonché le imposte differite o anticipate sulle rettifiche U.S. GAAP.

F) Ammortamenti

Fino all'esercizio 1999, in conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali, in particolare gasdotti, reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario, era effettuato a quote costanti applicando i coefficienti stabiliti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini U.S. GAAP, la durata dell'ammortamento veniva allineata a quella superiore applicata a livello internazionale.

L'emanazione del D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas & Power e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta anni per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati, sia ai fini Italian GAAP che U.S. GAAP, sulla base della nuova vita economico-tecnica residua.

G) Immobilizzazioni immateriali

Secondo i principi contabili italiani, l'avviamento è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Secondo i principi U.S. GAAP, l'avviamento e le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; le attività in esame sono annualmente oggetto di valutazione al fine di definire l'eventuale svalutazione.

Secondo i principi contabili U.S. GAAP, le immobilizzazioni immateriali comprendono l'iscrizione, separatamente dall'avviamento, delle attività associate all'acquisizione di un'impresa derivanti da diritti legali o contrattuali indipendentemente dalla loro trasferibilità e delle attività acquisite che, sebbene non derivanti da diritti legali o contrattuali, sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

I principi contabili italiani non prevedono l'iscrizione di queste immobilizzazioni immateriali separatamente dall'avviamento.

H) Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale

Secondo i principi contabili italiani, per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata alla nota n. 26 rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione di questo principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo, nonché dell'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale.

I) Contratti derivati

I principi contabili italiani prevedono che i contratti derivati siano differentemente valutati a seconda che siano impiegati a scopo di copertura o di intermediazione. I contratti derivati stipulati per finalità di copertura sono valutati e classificati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. In particolare i differenziali di interesse sui contratti di copertura del rischio di tasso e i premi e gli sconti sui contratti di copertura del rischio di cambio sono imputati a conto economico per competenza di esercizio lungo la durata del contratto. La componente valutaria dei contratti derivati di copertura del rischio di cambio è imputata a conto economico nell'esercizio di rilevazione dell'attività/passi-

vità oggetto di copertura. Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute. I contratti derivati impiegati a scopo di intermediazione sono valutati al valore di mercato e i relativi effetti sono imputati a conto economico.

I principi contabili U.S. GAAP prevedono che i contratti derivati e le relative coperture siano contabilizzati secondo quanto previsto dallo Statement of Financial Accounting Standards n. 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" e successive modificazioni ("SFAS 133"). In particolare lo SFAS 133 richiede che tutti i contratti derivati, siano essi relativi ad attività o passività iscritte in bilancio, a impegni o a operazioni future, siano valutati al fair value (valore equo) con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. L'Eni applica lo SFAS 133 ai fini U.S. GAAP dal 1° gennaio 2001. L'Eni utilizza i contratti derivati per controllare le variazioni dei prezzi delle merci, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio (v. nota n. 14). È possibile rilevare i contratti derivati di copertura in modo coerente con l'attività/passività coperta (hedging accounting) se l'operazione di copertura è riconducibile a una strategia predefinita di risk management, è coerente con le politiche di gestione del rischio adottate ed è documentata ed efficace nell'azione di effettiva neutralizzazione del rischio che si intende coprire (variazioni del valore di mercato o dei flussi di cassa). In particolare nell'hedging accounting le variazioni del fair value del contratto derivato sono imputate a conto economico contestualmente alla rilevazione degli effetti economici delle operazioni coperte; quando le variazioni del fair value precedono temporalmente la manifestazione dei corrispondenti effetti delle operazioni coperte sono rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Nel caso in cui oggetto della copertura sia il rischio di variazione del valore di mercato di un'attività, passività o impegno, anche l'operazione coperta è valutata al valore di mercato.

Ai fini U.S. GAAP, l'applicazione dello SFAS 133 ha comportato la ridefinizione delle relazioni di copertura tra i contratti derivati e i relativi sottostanti. La prima applicazione dello SFAS 133 non ha comportato effetti significativi nel bilancio consolidato 2001; negli esercizi successivi le variazioni dei fair value relativi ai contratti derivati sono stati imputati a conto economico.

J) Piani di azionariato dei dipendenti

Secondo i principi contabili italiani, i piani di stock grant e stock option emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 vengono rilevati come variazioni patrimoniali nell'esercizio di emissione delle azioni. In particolare, le azioni emesse mediante aumento gratuito del capitale vengono rilevate al loro valore nominale in contropartita alla specifica riserva costituita con imputazione di utili; le azioni emesse a seguito dell'esercizio del diritto di opzione vengono rilevate in aumento del capitale per il valore nominale e della riserva da sovrapprezzo delle azioni per la differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore nominale delle azioni emesse.

Secondo gli U.S. GAAP, i piani di stock grant e stock option, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, sono rilevati imputando a conto economico il costo per l'impresa lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione in contropartita al patrimonio netto. Il costo è rappresentato dal valore intrinseco dello strumento alla data di assegnazione o, se il piano di azionariato è soggetto a condizioni non ancora realizzate, alla data di chiusura dell'esercizio.

Il costo delle stock grant e stock option emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 è indicato alla nota n. 26 tra le variazioni dell'utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP.

I piani di stock grant e stock option emessi dall'Eni a partire dall'esercizio 2003, entrambi a valere su azioni proprie, vengono rilevati nel bilancio Italian GAAP come componente del costo del personale sulla base del fair value (valore equo) del diritto assegnato al dipendente e imputato a conto economico pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (vesting period).

Il criterio definito ai fini Italian GAAP (v. capitolo "Modifica dei criteri contabili") è analogo a quello stabilito dallo SFAS 123 a eccezione che ai fini U.S. GAAP il costo delle stock grant è rilevato in contropartita del patrimonio netto e che le azioni proprie non sono oggetto di valutazione ma rimangono iscritte al costo.

Ai fini U.S. GAAP, analogamente al comportamento adottato ai fini Italian GAAP, il nuovo criterio è applicato in via prospettica in ottemperanza alle disposizioni dello Statement of Financial Accounting Standard n. 148 "Accounting for Stock Based Compensation - Transition and disclosure" (SFAS 148).

L'Eni non assegna stock option in cambio di beni e servizi forniti da personale non dipendente.

K) Costi di aumento del capitale sociale

Secondo i principi contabili italiani, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti all'attivo patrimoniale alla voce "Immobilizzazioni immateriali - Costi di impianto e ampliamento" e ammortizzati sulla base della vita utile entro un periodo non superiore a 5 anni.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti a riduzione del capitale sociale stesso.

L) Titoli

Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minor valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato; la differenza tra il valore di mercato e il costo di acquisto è imputata a conto economico o a patrimonio netto a seconda che i titoli siano destinati al trading o siano disponibili per la vendita. I titoli posseduti dall'Eni sono disponibili per la vendita.

M) Rilevazione degli oneri di smantellamento e ripristino siti

Secondo i principi contabili italiani i costi relativi allo smantellamento e al ripristino dei siti e alla chiusura e all'abbandono dei pozzi sono stimati annualmente sulla base dei costi che si presume di sostenere per disposizioni normative, per vincoli contrattuali, per prassi vigente e per politiche adottate dall'impresa al termine dell'attività produttiva per l'abbandono dell'area e il ripristino del sito. I costi relativi allo smantellamento e al ripristino dei siti sono stanziati in modo tale da eguagliare l'incidenza dei costi accantonati sull'ammontare complessivamente previsto alla percentuale di ammortamento dell'investimento cui si riferiscono. In particolare, nel settore Exploration & Production, i costi che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

A partire dall'esercizio 2003, secondo gli U.S. GAAP le passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione del valore di mercato della passività. La passività è oggetto di revisione per riflettere eventuali variazioni connesse alla stima dei flussi di cassa e/o dei relativi tempi di realizzazione. La passività è determinata sulla base dei costi da sostenere al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali e risente di molte assunzioni quali le quantità di greggio e gas naturale prodotti, la data dell'abbandono, i futuri tassi di inflazione e il tasso di attualizzazione determinato come tasso di interesse privo di rischio incrementato del rischio credito dell'Eni.

Nei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica non si evidenziano significative obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali perché l'indeterminatezza della data di abbandono non consente la stima del valore di mercato della passività. L'Eni verifica periodicamente questa condizione.

N) Azioni proprie

Secondo i principi contabili italiani, le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A partire dall'esercizio 2003, le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il fair value (valore equo) delle stock grant o, nel caso di stock option, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore desumibile dall'andamento del mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, le azioni proprie sono valutate al costo a prescindere dalla finalità per cui sono state acquistate. L'effetto di questa differenza non ha determinato alcun effetto per il 2001 e il 2002 e non determina effetti significativi per il 2003.

O) Proventi e oneri straordinari

I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Inoltre gli U.S. GAAP prevedono che i proventi e gli oneri straordinari comprendano il relativo effetto fiscale. I proventi e gli oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli U.S. GAAP e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri diversi della gestione ordinaria.

P) Vendita di titoli di Stato

L'Eni ha considerato la cessione di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito finanziario. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Q) Riclassificazione delle rimanenze

Le scorte obbligatorie dell'Eni si riferiscono principalmente alle società italiane. Secondo la normativa italiana le società petrolifere sono obbligate a detenere in scorta delle quantità minime di gas naturale e di prodotti petroliferi (scorte obbligatorie). L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio, i prodotti petroliferi e il gas naturale che costituiscono scorte obbligatorie o strategiche. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minor valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, le attività sono correnti se si presume che diventino denaro, vengano vendute o consumate durante il normale ciclo produttivo dell'attività che per l'Eni è di 12 mesi. Le scorte obbligatorie non possono considerarsi attività correnti ai fini U.S. GAAP perché non saranno vendute o consumate nei prossimi 12 mesi e, pertanto, sono iscritte tra le attività non correnti alla voce "Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)".

R) Utile complessivo

L'utile complessivo non è previsto dai principi contabili italiani.

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 130 "Reporting Comprehensive Income" ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

S) Utile per azione

Secondo i principi contabili italiani, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto è rettificato per includere nel numero medio ponderato delle azioni in circolazione degli esercizi precedenti le azioni gratuite emesse nell'esercizio a fronte dei piani di stock grant emessi dell'Eni fino al 31 dicembre 2002, assimilando l'operazione a un aumento gratuito di capitale.

Secondo gli U.S. GAAP, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto non è rettificato perché la rilevazione del costo dei piani di stock grant a conto economico rende l'emissione delle azioni gratuite assimilabile a un aumento a pagamento.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

A partire dall'esercizio 2003, i piani di stock grant e stock option emessi dall'Eni vengono rilevati ai fini Italian GAAP con criteri equivalenti ai principi contabili U.S. GAAP e, pertanto, non determinano differenze nel calcolo dell'utile per azione ai fini U.S. GAAP.

T) Garanzie

Secondo i principi contabili italiani le garanzie sono rilevate tra i conti d'ordine; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è stanziato in un apposito fondo.

Secondo gli U.S. GAAP quando viene emessa una garanzia bisogna rilevare una passività rappresentativa del valore di mercato dell'impegno ad adempiere all'obbligazione assunta generalmente corrispondente al valore attuale delle commissioni dovute dal soggetto garantito. L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

U) Fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero sono iscritti alla voce "Fondi per rischi e oneri - Altri" nell'esercizio in cui l'impresa ha definito formalmente il programma di riduzione del personale, sono stati emanati i provvedimenti legislativi o raggiunti, se necessari, gli accordi sindacali e/o contrattuali e sia possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati nell'esercizio in cui il sostenimento della passività è probabile ed è possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere.

Ai fini U.S. GAAP gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero, definito su basi volontarie, sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui è stato raggiunto l'accordo con il dipendente. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati in presenza di un'obbligazione attuale verso terzi, legale o implicita, derivante da eventi passati tali da non consentire all'impresa nessuna realistica alternativa se non quella di adempiere l'obbligazione.

26 Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 2001, 2002 e 2003 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2002 e 2003 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

Riconciliazione dell'utile di esercizio

(milioni di €)	2001	2002	2003
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**7.751**	**4.593**	**5.585**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
A. effetto delle differenze di principio Italian GAAP/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP [a]	(69)	56	44
A. effetto delle differenze di principio Italian GAAP/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		106	107
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	265	222	23
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	17	71	74
D. rettifica relativa all'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	33	37	(30)
D. rettifica delle plusvalenze da cessione a seguito dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie	227		
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(499)	(16)	286
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(115)	(67)	(179)
G. rettifica ammortamenti su differenza da consolidamento e avviamento [b]		29	94
G. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)			(6)
H. effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	(7)	(33)	1
I. contratti derivati	52	54	(51)
J. azioni assegnate a dipendenti	(22)	(9)	(15)
K. rettifica ammortamenti su costi di aumento del capitale sociale		6	8
M. effetto relativo agli oneri di smantellamento e ripristino siti			(53)
U. effetto relativo allo stanziamento di fondi per rischi e oneri		60	56
- rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche U.S. GAAP	(1.385)		
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti [c]	69	183	154
Rettifiche nette	**(1.434)**	**699**	**513**
Utile netto dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP al lordo della prima applicazione dello SFAS 143			**6.098**
Effetto della prima applicazione dello SFAS 143 [d]			198
Utile netto dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**6.317**	**5.292**	**6.296**
Utile semplice per azione sull'utile netto al lordo della prima applicazione dello SFAS 143 [e]			**1,61**
Utile semplice per azione sulla prima applicazione dello SFAS 143 [e]			**0,05**
Utile semplice per azione sull'utile al netto della prima applicazione dello SFAS 143 [e]	**1,62**	**1,38**	**1,67**
Utile semplice per ADS sull'utile al netto della prima applicazione dello SFAS 143 (calcolato su 5 azioni per ADS) [e]	**8,08**	**6,92**	**8,33**

(a) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2003 e all'Italgas SpA e alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2002 e 2001.

(b) Se lo SFAS 142 fosse stato applicato a partire dall'esercizio 2001 l'incremento dell'utile netto sarebbe stato di 44 milioni di euro e l'incremento dell'utile per azione sarebbe stato di 0,01 euro.

(c) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.

(d) Effetto cumulato per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro.

(e) Unità di euro.

Riconciliazione del patrimonio netto

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**26.257**	**26.696**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto: [a]		
A. effetto delle differenze di principio Italian GAAP/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP [b]	131	52
A. effetto delle differenze di principio Italian GAAP/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	106	213
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.543	2.253
C. eliminazione delle svalutazioni e delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	(44)	35
D. eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(43)	(80)
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(3.347)	(3.207)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.409	2.551
G. differenza da consolidamento e avviamento	29	121
G. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)		(6)
H. imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	648	667
I. contratti derivati	106	61
K. costi di aumento del capitale sociale	(20)	(17)
L. valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	19	17
M. oneri di smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)		441
U. fondi per rischi e oneri	60	116
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi [c]	(1.118)	(965)
Rettifiche nette	**1.479**	**2.252**
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	**27.736**	**28.948**

(a) Le variazioni in aumento (diminuzione) del patrimonio netto relative alle imprese con bilanci in moneta diversa dall'euro sono convertite in euro al tasso di cambio in essere alla fine di ciascun periodo.

(b) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2003 e all'Italgas SpA e alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2002.

(c) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.

Il patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, per 744 e 2.748 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2002 e 2003. Queste componenti riguardano principalmente le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito. Il decremento delle altre componenti dell'utile complessivo di 2.004 milioni di euro riguarda essenzialmente le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (2.033 milioni di euro; di cui circa 1.450 milioni di euro relative alle imprese con bilanci in dollari USA).

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	2.892	1.224
Titoli	1.390	1.462
Crediti	12.655	14.193
Rimanenze	2.376	2.266
Ratei e risconti attivi	251	601
Totale attività correnti	**19.564**	**19.746**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	32.935	38.468
Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)	634	721
Crediti	2.863	1.602
Partecipazioni	3.900	4.010
Immobilizzazioni immateriali	4.787	5.547
Altre attività	1.439	1.901
Totale attività non correnti	**46.558**	**52.249**
TOTALE ATTIVITÀ	**66.122**	**71.995**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	8.216	7.470
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	935	672
Debiti commerciali	4.720	5.146
Anticipi	947	798
Debiti tributari	1.272	2.661
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.069	3.971
Totale passività correnti	**19.159**	**20.718**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine	6.169	8.002
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	395	524
Fondi per rischi e oneri	5.268	5.444
Fondo imposte	5.441	5.943
Ratei e risconti passivi e altri debiti	521	594
Totale passività non correnti	**17.794**	**20.507**
TOTALE PASSIVITÀ	**36.953**	**41.225**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.433**	**1.822**
Patrimonio netto dell'Eni		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.002.922.176 azioni del valore nominale di 1 euro (4.001.814.026 azioni al 31 dicembre 2002)	4.002	4.003
Riserve	21.280	21.813
Azioni proprie in portafoglio	(2.838)	(3.164)
Utile dell'esercizio	5.292	6.296
Totale patrimonio netto dell'Eni	**27.736**	**28.948**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**66.122**	**71.995**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	37.393	38.851
- Gas & Power	11.825	18.974
- Refining & Marketing	7.779	8.479
- Petrolchimica	3.726	3.780
- Ingegneria e Costruzioni	100	108
- Altre attività	1.706	1.567
- Corporate e società finanziarie	128	146
	62.657	**71.905**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	17.044	17.678
- Gas & Power	4.184	6.605
- Refining & Marketing	4.654	5.270
- Petrolchimica	2.445	2.522
- Ingegneria e Costruzioni	61	64
- Altre attività	1.285	1.242
- Corporate e società finanziarie	49	56
	29.722	**33.437**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	20.349	21.173
- Gas & Power	7.641	12.369
- Refining & Marketing	3.125	3.209
- Petrolchimica	1.281	1.258
- Ingegneria e Costruzioni	39	44
- Altre attività	421	325
- Corporate e società finanziarie	79	90
	32.935	**38.468**

Le immobilizzazioni materiali per settori di attività relativi all'esercizio 2002 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" sono confluite le immobilizzazioni materiali relative alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza incluse nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" sono state scorporate le immobilizzazioni materiali relative al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie".

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di €)	2001	2002	2003
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	6.208	5.494	5.661
Gas & Power	3.037	2.666	3.537
Refining & Marketing	872	303	617
Petrolchimica	(1.069)	(141)	(97)
Ingegneria e Costruzioni	(10)	(14)	2
Altre attività	17	(233)	(190)
Corporate e società finanziarie	(202)	(214)	(315)
	8.853	**7.861**	**9.215**
Utile prima delle imposte e della prima applicazione dello SFAS 143	**10.330**	**8.350**	**9.274**
Effetto della prima applicazione dello SFAS 143 al lordo dell'effetto fiscale			405
Utile prima delle imposte			**9.679**

L'utile (perdita) operativo per settori di attività relativo all'esercizio 2002 è stato riclassificato sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" è confluito l'utile (perdita) operativo relativo alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza incluso nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" è stato scorporato l'utile (perdita) operativo relativo al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie". Relativamente all'esercizio 2001 la riclassifica ha riguardato solo il nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie" perché il conferimento dalla Syndial SpA alla Polimeri Europa SpA del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2002.

27 Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Piani di azionariato dei dipendenti

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti, l'Eni ha definito dei piani di assegnazione di azioni gratuite e di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono illustrate nel paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

I costi relativi ai piani di stock grant e stock option emessi fino al 31 dicembre 2002 sono stati determinati in applicazione dell'Accounting Principles Board Opinion n. 25 ("APB 25") come consentito dallo Statement of Financial Accounting Standards n. 123 "Accounting for Stock-Based Compensation" ("SFAS 123") e sono compresi nell'utile dell'esercizio determinato secondo gli U.S. GAAP (nota n. 26). I costi relativi ai piani di stock grant e stock option emessi nel 2003 sono stati determinati con criteri analoghi allo SFAS 123 e sono compresi nell'utile dell'esercizio secondo gli Italian GAAP.

Informazioni aggiuntive richieste dallo SFAS 123

Al 31 dicembre 2003 sono assegnate n. 8.162.000 opzioni per l'acquisto di n. 8.162.000 azioni dell'Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono al piano 2002 per n. 3.459.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione e al piano 2003 per n. 4.703.000 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione.

Al 31 dicembre 2003 la vita media residua delle opzioni è di 6 anni e 7 mesi per il piano 2002 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2003.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2000, nel 2002 e nel 2003 era rispettivamente di 1,54, 5,39 e 1,50 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

		2000	2002	2003
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	5	3,5	3,16
Durata	(anni)	4,85	8	8
Volatilità implicita	(%)	28	43	22
Dividendi attesi	(%)	3	4,5	5,35

Applicando lo SFAS 123 anziché l'APB 25 per la determinazione dei costi relativi alle opzioni assegnate nel 2000 e nel 2002 l'utile dell'esercizio e l'utile per azione secondo gli U.S. GAAP sarebbero stati i seguenti:

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003
Utile netto secondo gli U.S. GAAP	**6.317**	**5.292**	**6.296**
Pro-forma effetto economico applicando lo SFAS 123 (fair value) al netto degli effetti economici derivanti dall'applicazione dell'APB 25 di (7), 0 e 0 milioni di euro rispettivamente per il 2001, 2002 e 2003	(3)	(3)	(6)
Pro-forma utile netto secondo gli U.S. GAAP	**6.314**	**5.289**	**6.290**
Pro-forma utile per azione secondo gli U.S. GAAP [a]	**1,61**	**1,38**	**1,66**

(a) Unità di euro.

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 130 "Reporting Comprehensive Income" ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le varia-

zioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di €)	2001	2002	2003
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**6.317**	**5.292**	**6.296**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte			
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	27	19	(2)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	439	(2.001)	(2.136)
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	12	(124)	213
	478	**(2.106)**	**(1.925)**
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**6.795**	**3.186**	**4.371**

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes".

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003
Italia	6.614	4.592	5.307
Estero	3.716	3.758	4.372
	10.330	**8.350**	**9.679**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)	2001	2002	2003
Correnti	3.128	3.461	4.009
Differite	742	(602)	(914)
	3.870	**2.859**	**3.095**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 34% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di €)		2001	2002	2003
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP		10.330	8.350	9.679
Aliquota fiscale teorica	(%)	41,1	41,4	39,5
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica		4.242	3.453	3.820
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:				
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere		609	194	318
- imposte sulle riserve distribuibili		169	(75)	121
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate		15	(1)	(13)
- differenze permanenti		(394)	64	(75)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative		(240)	(420)	(128)
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)				(417)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001				(497)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000		(375)		
- altre motivazioni		(156)	(356)	(34)
		(372)	**(594)**	**(725)**
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP		**3.870**	**2.859**	**3.095**

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (348 milioni di euro).

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini U.S. GAAP, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (5.782 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.785 milioni di euro), sono di 3.997 milioni di euro (4.060 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.710	4.021
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.236	2.437
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	847	1.245
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	626	451
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	248	250
- svalutazioni eccedenti di crediti	134	150
- fondo per rischi e oneri eccedenti	104	89
- plusvalenze e tassazione differita	82	62
- altre	503	292
	8.490	**8.997**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.837)	(1.858)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.840)	(1.474)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.502)	(1.350)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(843)	(818)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(559)	(644)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001		(628)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(337)	(326)
- ammortamenti non deducibili	(383)	(272)
- altre	(452)	(773)
	(7.753)	**(8.143)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.323	3.143
	(4.430)	**(5.000)**
Passività nette per imposte differite	**4.060**	**3.997**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 3.143 milioni di euro (3.323 milioni di euro al 31 dicembre 2002) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

Acquisizione della quota dei terzi azionisti della Italgas SpA

L'Eni fino al 31 dicembre 2001 era azionista della Italgas SpA con il 41,15% del capitale sociale. Nel 2002 ha acquistato sul mercato il 2,81% del capitale sociale con un esborso complessivo di 98 milioni di euro. Nel 2003, a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto e del successivo *squeeze-out*, l'Eni ha acquistato l'ulteriore 56,04% del capitale sociale con un esborso complessivo di 2.569 milioni di euro. L'acquisizione della quota dei terzi azionisti della Italgas SpA si inserisce nella strategia di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. Inoltre, essa è coerente con la regolamentazione del settore gas in Italia disposta dal D.Lgs. 164/2000 (v. "Concentrazioni e stime signi-

ficative - Gas & Power"). La strategia di Eni nel settore del gas prevede: (i) la crescente focalizzazione di Eni sull'attività di produzione, approvvigionamento e commercializzazione, con una progressiva riduzione della presenza nelle attività regolate; (ii) la valorizzazione dei volumi venduti in Italia ottimizzando il portafoglio clienti nel rispetto dei limiti dimensionali previsti dal D.Lgs. 164/2000; (iii) lo sviluppo della presenza in mercati europei con interessanti prospettive di crescita e di redditività (Penisola Iberica, Turchia e Germania) facendo leva anche sulle competenze integrate dell'Eni nei diversi segmenti del settore. Secondo gli U.S. GAAP l'acquisizione dell'Italgas è stata contabilizzata in accordo con lo SFAS 141. Il costo dell'acquisizione è stato allocato ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale sulla base del valore corrente alla data di acquisizione. Il valore corrente è stato determinato sulla base della stima di periti indipendenti con il consenso del management. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo pagato e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato, nonché la determinazione della differenza da consolidamento di 941 milioni di euro.

(milioni di €)	
Prezzo pagato per il capitale azionario	**2.569**
Allocazione del prezzo di acquisto:	
Immobilizzazioni materiali	2.163
Differenza da consolidamento	941
Partecipazioni	293
Portafoglio clienti	112
Imposte differite nette	(562)
Altre attività e passività	(378)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	**2.569**

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2003, il valore delle partecipazioni di 4.015 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Al 31 dicembre 2002, il valore di carico delle partecipazioni di 3.900 milioni di euro comprende l'Italgas SpA e la Saipem SpA che sono quotate nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	**Equity ratio (%)**	**Prezzo delle azioni (euro)**	**Valore di mercato (milioni di euro)**
31 dicembre 2002				
Italgas SpA	153.236.124	43,97	12,96	1.986
Saipem SpA	189.423.307	43,00	6,35	1.203
				3.189
31 dicembre 2003				
Saipem SpA	189.423.307	43,00	6,459	1.223

Nel 2003 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio Italian GAAP ed è valutata con il criterio del patrimonio netto ai fini U.S. GAAP. Nel 2002 l'Italgas SpA e la Saipem SpA sono incluse nell'area di consolidamento ai fini del bilancio Italian GAAP e sono valutate con il criterio del patrimonio netto ai fini U.S. GAAP. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate per il 2003 e a Italgas SpA, Saipem SpA e loro controllate per il 2002 e 2001. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di €)	**31.12.2002**	**31.12.2003**
Totale attivo	10.234	5.098
Totale passivo	6.886	3.584

(milioni di €)	**2001**	**2002**	**2003**
Ricavi	5.533	6.385	4.217
Risultato operativo	714	835	358
Utile netto	227	587	254

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94-6 "Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties".

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia e Pakistan). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing dell'Eni e circa il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power dell'Eni.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: l'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Circa l'80% del fabbisogno totale di gas naturale della distribuzione primaria è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di take-or-pay e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 3.700 chilometri nella quale l'Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata dall'Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 59,12%), società quotata presso la borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. L'Eni è presente nel settore delle aziende di distribuzione locale di gas – che svolgono attività di vendita al dettaglio di gas naturale alle utenze civili e commerciali in ambito urbano – attraverso l'Italgas (Eni 100%), maggiore società italiana del settore. L'Eni opera nella distribuzione locale di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e la Tigaz 2 e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si riduce di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

L'Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di circa 1.930 megawatt presso le centrali di Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna, Brindisi e Ferrera Erbognone e una produzione venduta di circa 5,55 terawattora, di cui circa il 30% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: l'Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America) attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per oltre il 50% dal settore Exploration & Production dell'Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (20%). Circa il 50% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), l'Eni opera nei business olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 30% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing dell'Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la borsa italiana, e le sue controllate, l'Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, l'Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 10% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2003 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio secondo i principi contabili italiani e la riconciliazione con i principi contabili U.S. GAAP richiedono stime e assunzioni da parte del management che possono modificare i valori contabili delle attività, passività e la determinazione delle passività potenziali alla data di bilancio nonché i costi e i ricavi rilevati durante l'esercizio. I valori effettivi potrebbero differire da quelli stimati.

Modifica dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2003, l'Eni applica lo Statement of Financial Accounting Standard n. 143 "Accounting for Asset Retirement Obligation" (SFAS 143) che definisce i criteri di valutazione e rilevazione delle passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere è imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione del valore di mercato della passività. La passività è oggetto di revisione per riflettere eventuali variazioni connesse alla stima dei flussi di cassa e/o dei relativi tempi di realizzazione. La passività è determinata sulla base dei costi da sostenere al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali e risente di molte assunzioni quali le quantità di greggio e gas naturale prodotti, la data dell'abbandono, i futuri tassi di inflazione e il tasso di attualizzazione determinato come tasso di interesse privo di rischio incrementato del rischio credito dell'Eni.

Nei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica non si evidenziano significative obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali perché l'indeterminatezza della data di abbandono non consente la stima del valore di mercato della passività. L'Eni verifica periodicamente questa condizione.

Lo SFAS 143 ha modificato il metodo di rilevazione degli oneri relativi all'abbandono di immobilizzazioni materiali che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi (Upstream). Questi oneri in precedenza venivano stanziati proporzionalmente alle produzioni di idrocarburi lungo la vita produttiva dell'immobilizzazione secondo quanto previsto dallo Statement of Financial Accounting Standard n. 19 "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies" (SFAS 19).

Gli effetti cumulati relativi alla prima applicazione dello SFAS 143 sono stati contabilizzati come effetti relativi a modifica di criteri contabili. Gli effetti economici cumulati per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 hanno comportato un aumento dell'utile netto di 198 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro. Al 1° gennaio 2003 le immobilizzazioni materiali nette aumentano di 403 milioni di euro, il fondo smantellamento e ripristino siti diminuisce di 2 milioni di euro e il fondo imposte differite netto aumenta di 207 milioni di euro. All'effetto economico della prima applicazione dello SFAS 143 si aggiunge l'onere, al lordo dell'effetto fiscale, di 53 milioni di euro determinato come differenza tra l'applicazione dello SFAS 143 e l'applicazione dello SFAS 19.

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di €)	Pro-forma 2002 [a]	2003
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	**2.096**	**1.923**
Oneri operativi	89	102
Incremento per nuove obbligazioni		52
Utilizzo a fronte oneri		(21)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali		(20)
Differenze di cambio da conversione	(335)	(155)
Revisione delle stime precedenti		32
Altre variazioni	73	37
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	**1.923**	**1.950**

(a) Pro-forma degli importi applicando lo SFAS 143 a partire dal 1° gennaio 2002. Se lo SFAS 143 fosse stato applicato nel 2002 l'utile netto sarebbe stato superiore di 2 milioni di euro e l'utile semplice per azione sarebbe rimasto invariato.

Principi contabili di recente emanazione

Nel gennaio 2003 il FASB ha emanato l'interpretazione n. 46 "*Consolidation of variable interest entities, an interpretation of ARB n. 51*" (FIN 46). La FIN 46 introduce una nuova definizione di impresa a interesse variabile (VIE). Sono considerate imprese a interesse variabile le imprese che per loro natura e costituzione presentano una delle seguenti caratteristiche: (i) hanno un capitale di rischio non sufficiente a finanziare l'attività dell'impresa senza supporti finanziari messi a disposizione da altri soggetti; (ii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale alla quota di partecipazione detenuta; (iii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale all'obbligo di ripianare le perdite; (iv) i diritti di voto non sono proporzionali alla distribuzione dell'attivo in caso di liquidazione. Le disposizioni della FIN 46 sono applicabili immediatamente alle imprese a interesse variabile costituite o acquisite dall'Eni successivamente al 31 gennaio 2003. Per le imprese a interesse variabile esistenti prima del 1° febbraio 2003, la FIN 46 sarà applicabile a partire dal 30 giugno 2004. L'informativa richiesta dalla FIN 46 è applicabile al bilancio consolidato dell'esercizio 2003 indipendentemente dalla data in cui si sono costituite le imprese a interesse variabile.

Nel gennaio 2003 il FASB ha emanato l'interpretazione n. 46-R (FIN 46-R) ridefinendo le fattispecie in cui è previsto il consolidamento delle imprese a interesse variabile. La FIN 46-R modifica in particolare i casi di eccezione disciplinati dalla FIN 46, specificatamente per quelle imprese che sottostanno alla nuova definizione di business o che risultano dal consolidamento di un'impresa a controllo statale. È permessa l'adozione della FIN 46-R alle imprese a interesse variabile costituite dopo il 31 gennaio 2003.

L'Eni ha deciso di non adottare subito la FIN 46-R e ha adempiuto alle disposizioni della FIN 46 includendo qualsiasi impresa a interesse variabile potenziale costituita dopo il 31 gennaio 2003. L'applicazione della FIN 46 non ha comportato alcun effetto per le imprese dell'Eni costituite dopo il 31 gennaio 2003. Per le imprese a interesse variabile esistenti prima del 1° febbraio 2003, l'Eni applicherà le disposizioni della FIN 46 a partire dall'esercizio 2004. L'Eni sta rivedendo il suo portafoglio partecipativo, inclusi i suoi rapporti con le parti correlate e più in generale qualsiasi accordo che la renderebbe beneficiaria principale di una impresa a interesse variabile. L'Eni allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione della FIN 46 per le imprese a interesse variabile costituite prima del 1° febbraio 2003 avrà un significativo impatto sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico del Gruppo secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2002						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	8.030	6.782	6.377	8.112	5.638	34.939
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		527	130	684	1.593	2.934
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	251	43	174	49	51	568
Immobilizzazioni in corso	773	889	795	147	1.958	4.562
Costi capitalizzati lordi	**9.054**	**8.241**	**7.476**	**8.992**	**9.240**	**43.003**
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.427)	(4.090)	(4.048)	(4.192)	(2.262)	(20.019)
Costi capitalizzati netti	**3.627**	**4.151**	**3.428**	**4.800**	**6.978**	**22.984**
31.12.2003						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	8.766	6.103	6.141	8.291	6.389	35.690
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		329	83	696	1.272	2.380
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	262	594	208	32	51	1.147
Immobilizzazioni in corso	826	1.254	1.098	223	1.413	4.814
Costi capitalizzati lordi	**9.854**	**8.280**	**7.530**	**9.242**	**9.125**	**44.031**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.186)	(3.799)	(3.785)	(4.252)	(2.657)	(20.679)
Costi capitalizzati netti [b]	**3.668**	**4.481**	**3.745**	**4.990**	**6.468**	**23.352**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.
(b) Gli importi indicati comprendono 385 milioni di euro relativi all'effetto dello SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations"; in particolare sono state incrementate le voci: *Immobilizzazioni relative a riserve certe per 1.119 milioni di euro* e *Fondi ammortamenti e svalutazioni* per 734 milioni di euro.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2001						
Acquisizioni di riserve certe	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		438		495	704	1.637
Costi di ricerca	89	139	97	166	598	1.089
Costi di sviluppo	600	498	698	328	1.337	3.461
Totale costi sostenuti [a]	**703**	**1.578**	**795**	**2.400**	**3.893**	**9.369**
2002						
Acquisizioni di riserve certe				104	24	128
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				22	167	189
Costi di ricerca	69	116	203	84	430	902
Costi di sviluppo	440	724	986	316	1.622	4.088
Totale costi sostenuti	**509**	**840**	**1.189**	**526**	**2.243**	**5.307**
2003						
Acquisizioni di riserve certe				308	8	316
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				125	6	131
Costi di ricerca	67	80	138	125	243	653
Costi di sviluppo [b]	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti [c]	**516**	**1.186**	**1.406**	**844**	**1.711**	**5.663**

(a) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Lasmo Plc per 5.084 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale (SFAS 109 "Accounting for income taxes") di 974 milioni di euro; in particolare sono state incrementate le voci: *(i) Acquisizioni di riserve certe per 3.115 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 1.637* milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 332 milioni di euro.
(b) Gli importi indicati comprendono 84 milioni di euro relativi ai costi capitalizzati nel 2003 per l'abbandono di immobilizzazioni materiali secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations".
(c) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale (SFAS 109 "Accounting for income taxes") di 514 milioni di euro; in particolare sono state incrementate per l'area Mare del Nord le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 308 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 109 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 17 milioni di euro.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit oil". Le relative imposte sul reddito sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.807	1.265	322	7.994
- vendite a terzi	140	1.181	169	1.250	1.271	4.011
Totale ricavi	**3.300**	**2.621**	**1.976**	**2.515**	**1.593**	**12.005**
Costi operativi	(327)	(337)	(221)	(495)	(270)	(1.650)
Imposte sulla produzione	(152)	(124)	(256)	(27)	(36)	(595)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(51)	(326)	(628)
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(417)	(315)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(79)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.183**	**1.510**	**985**	**1.159**	**135**	**5.972**
Imposte sul risultato	(877)	(605)	(628)	(672)	(136)	(2.918)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.306**	**905**	**357**	**487**	(1)	**3.054**
2002						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.871	1.673	1.856	1.748	281	8.429
- vendite a terzi	253	1.226	186	695	1.414	3.774
Totale ricavi	**3.124**	**2.899**	**2.042**	**2.443**	**1.695**	**12.203**
Costi operativi	(218)	(352)	(317)	(490)	(237)	(1.614)
Imposte sulla produzione	(138)	(110)	(210)	(20)	(47)	(525)
Costi di ricerca	(80)	(71)	(116)	(117)	(294)	(678)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(528)	(532)	(390)	(863)	(758)	(3.071)
Altri (oneri) proventi	(258)	(186)	(122)	(47)	(183)	(796)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.902**	**1.648**	887	**906**	**176**	**5.519**
Imposte sul risultato	(751)	(852)	(578)	(445)	(83)	(2.709)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.151**	**796**	**309**	**461**	**93**	**2.810**
2003						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.609	1.469	1.946	1.913	345	8.282
- vendite a terzi	153	1.188	164	822	1.595	3.922
Totale ricavi	**2.762**	**2.657**	**2.110**	**2.735**	**1.940**	**12.204**
Costi operativi	(222)	(316)	(283)	(446)	(235)	(1.502)
Imposte sulla produzione	(136)	(97)	(235)	(11)	(79)	(558)
Costi di ricerca	(89)	(70)	(113)	(96)	(276)	(644)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(458)	(420)	(377)	(759)	(734)	(2.748)
Altri (oneri) proventi	(170)	(264)	(121)	14	(289)	(830)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143) [b]	(37)	(5)	(14)	(42)	(4)	(102)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.650**	**1.485**	**967**	**1.395**	**323**	**5.820**
Imposte sul risultato	(629)	(788)	(617)	(750)	(111)	(2.895)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.021**	**697**	**350**	**645**	**212**	**2.925**

(a) Include svalutazioni di asset per 227 milioni di euro nel 2002 e per 210 milioni di euro nel 2003.
(b) Rappresenta l'effetto finanziario per il trascorrere del tempo della futura obbligazione legata ai costi di abbandono secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations".

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono le royalty dovute a terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe solo dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate dall'Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla "U.S. Securities and Exchange Commission". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2000, 2001, 2002 e 2003 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Eni opera tramite "Production Sharing Agreement" (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare ("Cost oil") e del "Profit oil" di spettanza Eni. Sono inoltre incluse nelle riserve le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico dell'Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione.

Le riserve certe comprendono le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo e i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio dell'Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà dell'Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto ad acquirenti terzi.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sulla quantità delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 2001, 2002 e 2003.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 (1)	**296**	**1.039**	**934**	**455**	**698**	**3.422**
(1) *Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)*						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	29	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	24	70
Produzione	(25)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(5)
Riserve al 31.12.2001	**309**	**1.171**	**976**	**552**	**940**	**3.948**
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	**255**	**1.072**	**1.022**	**498**	**936**	**3.783**
Acquisizioni				86		86
Revisioni di precedenti stime	21	51	59	52	153	336
Miglioramenti di recupero		15	16			31
Estensioni e nuove scoperte	6	32	28		214	280
Produzione	(30)	(90)	(87)	(86)	(64)	(357)
Cessioni				(21)		(21)
Riserve al 31.12.2003	**252**	**1.080**	**1.038**	**529**	**1.239**	**4.138**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 (1)	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447
(1) *Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)*						56

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 [1]	**173.451**	**145.894**	**26.113**	**40.143**	**32.704**	**418.305**
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.939	45.605
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	355	4.190	23.580	42.338
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.869	18	497	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(5.179)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(114)		(114)
Riserve al 31.12.2001	**159.716**	**155.987**	**26.210**	**53.567**	**87.942**	**483.422**
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	**149.929**	**157.531**	**43.414**	**53.767**	**122.861**	**527.502**
Acquisizioni	295			12.041	212	12.548
Revisioni di precedenti stime	(21.753)	(3.469)	4.873	3.923	9.197	(7.229)
Estensioni e nuove scoperte	2.387	6.847		10	2.826	12.070
Produzione	(12.892)	(6.087)	(1.390)	(6.490)	(7.795)	(34.654)
Cessioni				(310)		(310)
Riserve al 31.12.2003	**117.966**	**154.822**	**46.897**	**62.941**	**127.301**	**509.927**

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 [1]	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 2000, 2001, 2002 e 2003 comprendono rispettivamente, 22.183, 20.618, 22.065 e 21.144 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2001, 2002 e 2003 includono i pagamenti annuali che la divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopracitate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello "Statement of Financial Accounting Standard n. 69". Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe dell'Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2001						
Entrate di cassa future	32.310	37.780	20.154	17.444	20.715	128.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(5.779)	(4.466)	(5.073)	(31.603)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.593)	(2.607)	(15.255)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.389**	**21.555**	**11.181**	**11.385**	**13.035**	**81.545**
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.471**	**12.297**	**4.807**	**5.801**	**9.916**	**48.292**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.925)	(6.612)	(1.992)	(1.611)	(4.381)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.546**	**5.685**	**2.815**	**4.190**	**5.535**	**26.771**
31.12.2002						
Entrate di cassa future	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**25.687**	**27.563**	**19.741**	**13.374**	**19.731**	**106.096**
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**16.802**	**15.399**	**8.421**	**5.776**	**14.138**	**60.536**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.331**	**7.988**	**4.887**	**4.199**	**8.075**	**34.480**
31.12.2003						
Entrate di cassa future	24.641	36.484	25.074	19.590	28.505	134.294
Costi futuri di produzione	(3.879)	(7.868)	(5.847)	(5.458)	(4.763)	(27.815)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.080)	(3.762)	(2.005)	(1.084)	(2.575)	(11.506)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**18.682**	**24.854**	**17.222**	**13.048**	**21.167**	**94.973**
Imposte sul reddito future	(6.113)	(10.296)	(8.979)	(7.614)	(6.073)	(39.075)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**12.569**	**14.558**	**8.243**	**5.434**	**15.094**	**55.898**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.056)	(6.646)	(3.130)	(1.872)	(7.930)	(24.634)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**7.513**	**7.912**	**5.113**	**3.562**	**7.164**	**31.264**

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2001, 2002 e 2003.

(milioni di €)	**2001**	**2002**	**2003**
Valore all'inizio dell'esercizio	**32.701**	**26.771**	**34.480**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.760)	(10.064)	(10.144)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	(16.754)	18.936	(1.050)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.027	1.810	1.855
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.527)	(2.697)	(3.576)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.342	4.287	4.864
- revisioni delle quantità stimate	3.397	1.715	2.348
- effetto dell'attualizzazione	5.628	4.279	5.585
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.618	(9.318)	105
- acquisizioni di riserve	4.443	387	1.488
- cessioni di riserve	(34)	(646)	(222)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(310)	(980)	(4.469)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(5.930)**	**7.709**	**(3.216)**
Valore alla fine dell'esercizio	**26.771**	**34.480**	**31.264**

relazione della società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2003. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonchè la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

La responsabilità dei lavori di revisione contabile dei bilanci di alcune società controllate (principalmente Snam Rete Gas SpA, Gruppo Saipem, Società Italiana per il Gas pA, Italgas Più SpA e AgipFuel SpA), che rappresentano rispettivamente il 27 per cento dell'attivo consolidato e il 19 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (21 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica), è di altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2001. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2001, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 19 aprile 2002.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2003 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 26 aprile 2004
PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

andamento operativo

■ Divisione Exploration & Production

❑ Riserve di idrocarburi

Al 31 dicembre 2003 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni sono di 848 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione di 194 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2002, pari al 18,6%.

				Variazione	
		2002	2003	assoluta	%
Gas naturale (1)	(milioni di boe)	788	596	(192)	(24,4)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	254	252	(2)	(0,8)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**1.042**	**848**	**(194)**	**(18,6)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 192 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (77 milioni di boe) e alla riclassifica da "certe" a "probabili" delle riserve (135 milioni di boe) dei campi in Alto Adriatico[1] in relazione al disposto dell'art. 26 della legge 179/2002 che vieta la prospezione, la ricerca e la coltivazione in tali acque. Malgrado le concessioni non siano state revocate, si è tenuto conto a questo proposito della circostanza che il testo del disegno di legge "Energia" approvato dalla Camera dei Deputati nel luglio 2003 e attualmente in discussione al Senato non prevede, contrariamente all'emendamento approvato in precedenza dalla Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, l'istituzione della Commissione Alto Adriatico con il compito di acquisire ulteriori elementi conoscitivi in merito al citato divieto di prospezione, ricerca e coltivazione. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle scoperte dei giacimenti Luisella, Elettra e Bianca e dall'estensione del giacimento Annamaria.

La diminuzione delle riserve di petrolio e condensati di 2 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (31 milioni di barili) e alla revisione in diminuzione delle riserve del giacimento Miglianico (3 milioni di barili), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle estensioni dei giacimenti della Val d'Agri (24 milioni di barili) e da altri minori.

❑ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2003 il portafoglio minerario dell'Eni sul territorio nazionale consiste in 83 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 24.469 chilometri quadrati (24.798 al 31 dicembre 2002) e 138 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.084 chilometri quadrati (12.685 al 31 dicembre 2002). Nel 2003 sono stati ottenuti 8 nuovi titoli minerari relativi a 5 permessi di ricerca e a 3 concessioni di coltivazione.

(1) Tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

☐ Produzioni

Nel 2003 la produzione di idrocarburi è stata di 107,2 milioni di boe (112,5 nel 2002) corrispondente alla produzione giornaliera di 293.548 boe (308.318 nel 2002).

La produzione di gas naturale (76,6 milioni di boe) è diminuita di 4,6 milioni di boe, pari al 5,7%, a seguito del declino produttivo di alcuni giacimenti maturi nell'offshore adriatico (Porto Garibaldi/Agostino, Luna, Angela/Angelina).

La produzione di petrolio e condensati (30,6 milioni di barili) è diminuita di 0,7 milioni di barili, pari al 2,2%, a seguito dei declini produttivi dei giacimenti Villafortuna/Trecate e Aquila, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento di 3,9 milioni di barili realizzato in Val d'Agri a seguito dello sviluppo di giacimenti.

Al 31 gennaio 2004 la piattaforma "Naomi Pandora" e i relativi pozzi di produzione, al largo delle coste del Polesine, rimangono nello stato di sequestro preventivo disposto dal Tribunale di Rovigo. La perdita di produzione è di circa 2.400 boe/giorno.

■ Divisione Gas & Power

☐ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2003 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 63,77 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,13 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari all'1,8%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (51,65 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'81% del totale (79,8% nel 2002) con un aumento di 1,68 miliardi di metri cubi, pari al 3,4%, riguardante essenzialmente le forniture dalla Norvegia (0,61 miliardi di metri cubi), dalla Russia (0,3 miliardi di metri cubi, a seguito dell'entrata a regime del contratto di fornitura stipulato nel 1996) e dalla Croazia (0,34 miliardi di metri cubi). L'aumento degli acquisti di GNL da "Altri" è connesso all'esecuzione del contratto di fornitura di gas alla società Iberdrola.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale (12,12 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato il 19% del totale approvvigionato (20,2% nel 2002) con una diminuzione di 0,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,84 miliardi di metri cubi (nel 2002 vi era stata una immissione di 1,43 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	12,46	11,73	(0,73)	(5,9)
Altra produzione nazionale Italia	0,21	0,39	0,18	85,7
Italia	**12,67**	**12,12**	**(0,55)**	**(4,3)**
Russia	18,62	18,92	0,30	1,6
Algeria	16,35	16,53	0,18	1,1
Paesi Bassi	7,55	7,41	(0,14)	(1,9)
Norvegia	4,83	5,44	0,61	12,6
Regno Unito	0,09	0,00	(0,09)	..
Croazia	0,31	0,65	0,34	109,7
Algeria GNL	1,92	1,98	0,06	3,1
Altri GNL	0,30	0,72	0,42	140,0
Estero	**49,97**	**51,65**	**1,68**	**3,4**
Totale approvvigionamenti	**62,64**	**63,77**	**1,13**	**1,8**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,43)	0,84	2,27	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,14)	(0,24)	(0,10)	71,4
Disponibilità per le vendite (1)	**61,07**	**64,37**	**3,30**	**5,4**

(1) Dal 2003 la Divisione Gas & Power è responsabile dell'attività di commercializzazione in Croazia di gas di acquisto svolta in precedenza dalla Divisione Exploration & Production. Al fine di consentire un confronto omogeneo, sono stati indicati i volumi acquistati e venduti nell'esercizio 2002.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti (aziende distributrici)	25,14	24,07	(1,07)	(4,3)
Industriali	12,92	11,83	(1,09)	(8,4)
Termoelettrico	12,48	15,03	2,55	20,4
Italia	**50,54**	**50,93**	**0,39**	**0,8**
Resto d'Europa	**8,51**	**11,54**	**3,03**	**35,6**
Vendite a terzi	**59,05**	**62,47**	**3,42**	**5,8**
Vendite a società controllate per autoconsumo	**2,02**	**1,90**	**(0,12)**	**(5,9)**
	61,07	**64,37**	**3,30**	**5,4**

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2003 le vendite di gas naturale (62,47 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 5,8%.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,39 miliardi di metri cubi, pari allo 0,8%, a seguito delle maggiori vendite al settore termoelettrico (+2,55 miliardi di metri cubi) e del clima più rigido di inizio anno, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite al settore industriale (-1,09 miliardi di metri cubi) e ai grossisti (-1,07 miliardi di metri cubi) dovuta all'azione della concorrenza.

Le vendite nel resto d'Europa (11,54 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,03 miliardi di metri cubi, pari al 35,6%, a seguito: (i) della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (+1,54 miliardi di metri cubi) e a Iberdrola (+0,7 miliardi di metri cubi); (ii) dello sviluppo dell'attività di commercializzazione nel Nord Europa (+0,6 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo[2] sono stati di 1,90 miliardi di metri cubi (2,02 miliardi nel 2002) riguardanti essenzialmente le forniture a EniPower (0,72 miliardi), nel segmento termoelettrico, a Polimeri Europa (0,31 miliardi) e al settore Refining & Marketing (0,24 miliardi di metri cubi) nel segmento industriale.

L'azione di marketing è proseguita con la valorizzazione della relazione multicanale; in particolare è stata completata nel 2003 l'attivazione del portale clienti e intensificata l'attività di integrazione tra i processi interni e i segmenti di clientela concentrando gli sforzi sui canali di contatto: Forza Vendita, Contact Center, Consulenza tecnica e Portale.

■ Divisione Refining & Marketing

☐ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2003 sono state acquistate 60,22 milioni di tonnellate di petrolio (57,19 nel 2002), di cui 33,56 dal settore Exploration & Production, 17,06 dai paesi produttori con contratti a termine e 9,5 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 26% dall'Africa Occidentale, 21% dall'Africa Settentrionale, 20% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 9% dalla Russia, 7% dall'Italia e 6% da altre aree. Sono state commercializzate 31,7 milioni di tonnellate di petrolio[3] con un incremento di 3,6 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 13%. Sono state inoltre acquistate 3,43 milioni di tonnellate di semilavorati (5,06 nel 2002) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 8,28 milioni di tonnellate di prodotti (9,08 nel 2002) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (5,25 milioni di tonnellate) e alla vendita sui mercati esteri (3,03 milioni di tonnellate).

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa il 70% dell'intera produzione venduta di greggio e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società dello stesso settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione Eni estero	28,74	29,38	0,64	2,2
Produzione Eni nazionale	4,40	4,18	(0,22)	(5,0)
Totale produzione Eni	**33,14**	**33,56**	**0,42**	**1,3**
Contratti a termine	17,05	17,06	0,01	0,1
Acquisti spot	6,84	9,50	2,66	38,9
Acquisti da altre società/Divisioni Eni	0,16	0,10	(0,06)	..
	57,19	**60,22**	**3,03**	**5,3**

☐ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate a tempo ("time charter") e con 299 contratti spot. L'attività ha riguardato 23,7 milioni di tonnellate di petrolio (5,7 per conto terzi) e 15,8 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi (6,3 per conto terzi) con una diminuzione del 5% rispetto al 2002 dovuta ai minori volumi trasportati di petrolio e di prodotti destinati al sistema interno.

È proseguita l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto. I contratti "time charter" hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 4,5 anni l'età media della flotta impiegata con questi contratti (7,5 anni nel 2002).

☐ Raffinazione

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia (31,80 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,68 milioni di tonnellate, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dell'esecuzione degli accordi con la Erg connessi al conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%) della raffineria di Priolo (7,5 milioni di tonnellate a regime nel 2006). Le minori lavorazioni sulla raffineria di Gela a seguito delle fermate (nel terzo trimestre, per il prolungamento della fermata a causa dello sciopero dell'indotto, e nel quarto trimestre per il sequestro dei serbatoi disposto dalla Procura della Repubblica di Gela; v. la nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi - Ambiente" della nota integrativa al bilancio consolidato) e di Sannazzaro sono state compensate nel loro complesso dalle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Milazzo. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,09 milioni di tonnellate con una riduzione di 5 milioni di tonnellate, pari al 16,6%. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 99,6%, sostanzialmente in linea con il 2002. Il 34,8% del petrolio lavorato (9,9 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (39,4% nel 2002).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	30,09	25,09	(5,00)	(16,6)
Lavorazioni in conto terzi	(2,00)	(1,72)	0,28	(14,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	6,39	8,43	2,04	31,9
Lavorazioni in conto proprio	**34,48**	**31,80**	**(2,68)**	**(7,8)**
Consumi e perdite	(1,91)	(1,64)	0,27	(14,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**32,57**	**30,16**	**(2,41)**	**(7,4)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,94	5,65	(0,29)	(4,9)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,56)	(5,16)	0,40	(7,2)
Prodotti venduti in Italia	**32,95**	**30,65**	**(2,30)**	**(7,0)**

(1) Include le lavorazioni della Raffineria di Milazzo SpA (quota Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	12,72	12,31	(0,41)	(3,2)
Benzine	8,43	7,82	(0,61)	(7,2)
Olio combustibile	4,48	3,65	(0,83)	(18,5)
Cherosene	1,63	1,27	(0,36)	(22,1)
Virgin nafta	1,50	1,06	(0,44)	(29,3)
Basi lubrificanti	0,65	0,58	(0,07)	(10,8)
GPL	0,61	0,58	(0,03)	(4,9)
Altri	2,55	2,89	0,34	13,3
	32,57	**30,16**	**(2,41)**	**(7,4)**

☐ Scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi

L'Eni possiede 7,1 milioni di tonnellate di scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi, di cui circa 5,1 milioni sono a fronte dell'obbligo previsto dal D.P.R. 31 gennaio 2001, n. 22 la cui misura è determinata annualmente dal Ministero delle attività produttive.

☐ Distribuzione di prodotti petroliferi

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	10,00	8,99	(1,01)	(10,1)
Extrarete	8,61	4,41	(4,20)	(48,8)
	18,61	**13,40**	**(5,21)**	**(28,0)**
Petrolchimica	3,82	2,79	(1,03)	(27,0)
Altre vendite [1]	6,77	5,30	(1,47)	(21,7)
Vendite ad altre società/Divisioni dell'Eni in Italia	3,75	9,16	5,41	144,3
Vendite in Italia	**32,95**	**30,65**	**(2,30)**	**(7,0)**
Vendite a terzi estero	6,01	5,62	(0,39)	(6,5)
Vendite ad altre società dell'Eni all'estero	2,34	2,58	0,24	10,3
Vendite in Italia e all'estero	**41,30**	**38,85**	**(2,45)**	**(5,9)**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per la produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,01 milioni di tonnellate, pari al 10%, a seguito essenzialmente della circostanza che nel maggio 2002 è divenuta operativa la Italiana Petroli SpA (IP) con il conferimento del ramo d'azienda costituito da circa 3 mila contratti di convenzionamento e alcune stazioni di servizio autostradali[4], nonché delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio effettuate nell'esercizio, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalle maggiori vendite sugli impianti ad alto erogato. L'erogato medio è aumentato del 25,8% (da 1.922 a 2.418 mila litri). A struttura costante, la rete a marchio Agip incrementa la quota di mercato di 0,6 punti percentuali, passando dal 29,4% al 30%, anche a seguito del successo commerciale del "BluDiesel".

Al 31 dicembre 2003 la rete di distribuzione era costituita da 4.361 stazioni di servizio (di cui circa il 78% di proprietà) con una riduzione di 359 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuta alle cessioni ad altre compagnie petrolifere (281 unità) e

(4) Al 31 dicembre 2003 la rete IP è costituita da 2.929 unità, di cui 10 in concessione autostradale.

a retisti indipendenti (40 unità, contestualmente convenzionate con il marchio IP), alle chiusure (66 unità) e al saldo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (3 unità). Queste riduzioni sono state in parte compensate dalla realizzazione di 18 nuove stazioni di servizio e dall'acquisizione di 13.

Nel 2003 l'accelerazione del processo di rinnovo del parco auto in Italia a beneficio dei motori diesel ha determinato un aumento del peso delle vendite di gasolio sul totale dei carburanti che è passato dal 44% del 2002 a circa il 50% del 2003. In tale contesto, è stato confermato il successo sul mercato del nuovo gasolio a basso impatto ambientale BluDiesel commercializzato sulla rete Agip dalla fine del 2002 con un marchio differenziato. Il BluDiesel, prodotto ecologicamente avanzato introdotto sul mercato in largo anticipo rispetto ai tempi previsti dalla normativa dell'Unione Europea, è stato apprezzato dagli automobilisti per il miglioramento dell'efficienza, dei consumi nonché della pulizia del motore. Sono stati venduti 850 milioni di litri di BluDiesel, corrispondenti al 16% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete ordinaria e autostradale a marchio Agip e al 5,2% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano. A fine 2003 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano il BluDiesel sono circa 3.700 (circa 1.500 a fine dicembre 2002), pari a circa l'85% del totale.

Nel 2003 è proseguita la campagna promozionale "Alta Fedeltà". L'iniziativa, rivolta agli automobilisti che effettuano acquisti di carburanti presso le "Isole Fai da Te", prevede l'accumulo di punti elettronici che danno diritto in ragione dei punteggi raggiunti a uno sconto sull'acquisto di carburante. Le carte attive sono oltre 3,5 milioni; il volume di carburante venduto attraverso le carte è stato pari a circa il 25% dell'erogato complessivo dalle stazioni di servizio a marchio Agip.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	4,41	4,44	0,03	0,7
Benzina	5,27	4,30	(0,97)	(18,4)
GPL	0,30	0,24	(0,06)	(20,0)
Lubrificanti	0,02	0,01	(0,01)	(50,0)
	10,00	**8,99**	**(1,01)**	**(10,1)**
Numero stazioni di servizio	4.720	4.361		

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

A seguito del conferimento con efficacia 31 dicembre 2002 del ramo d'azienda costituito essenzialmente dalle attività commerciali per le vendite di carburanti e combustibili extrarete, dai centri agricoli, dai punti vendita marina, nonché da 90 persone, dal 1° gennaio 2003 tutte le vendite ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori sono effettuate dalla AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl) posseduta interamente dall'Eni. La Divisione Refining & Marketing fornisce esclusivamente alcuni grandi clienti integrati con la produzione e gestisce l'attività GPL, lubrificanti e prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,41 milioni di tonnellate) sono diminuite di 4,21 milioni di tonnellate rispetto al 2002 a seguito essenzialmente del conferimento citato (3,84 milioni di tonnellate) e, in misura minore, della flessione dei consumi nazionali di olio combustibile a seguito, essenzialmente, della riduzione della domanda nel settore termoelettrico per la progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (2,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,03 milioni di tonnellate, pari al 27%, a seguito essenzialmente delle minori disponibilità di prodotti dovute al conferimento della raffineria di Priolo e alle fermate della raffineria di Gela; le altre vendite (5,3 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,47 milioni di tonnellate, pari al 22%, a seguito essenzialmente del conferimento, con efficacia 31 dicembre 2002, del ramo d'azienda utility elettriche alla Raffineria di Gela Srl (0,98 milioni di tonnellate) e delle minori vendite a società petrolifere (0,15 milioni di tonnellate).

Le vendite ad altre società/Divisioni dell'Eni in Italia (9,16 milioni di tonnellate) sono aumentate di 5,41 milioni di tonnellate a seguito delle maggiori vendite: (i) all'AgipFuel SpA a seguito del conferimento del ramo di azienda (3,84 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela Srl per il fabbisogno della centrale termoelettrica (0,98 milioni di tonnellate); (iii) alla IP SpA (0,84 milioni di tonnellate). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite di olio combustibile MTZ a EniPower (0,24 milioni di tonnellate).

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di €)	2002	2003	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	508	515	7	1,4
Divisione Gas & Power	13	2	(11)	(84,6)
Divisione Refining & Marketing	398	401	3	0,8
Corporate	20	102	82	410,0
	939	**1.020**	**81**	**8,6**

Gli investimenti della Divisione Exploration & Production (515 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (429 milioni di euro; 418 milioni nel 2002) e l'attività esplorativa (69 milioni di euro; 66 milioni nel 2002). Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione dei lavori per il completamento del programma di perforazione e la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri; (ii) l'avvio dello sviluppo del giacimento onshore Miglianico; (iii) la prosecuzione della realizzazione delle piattaforme per la messa in produzione dei giacimenti Naide, Tea, Arnica e Lavanda nell'offshore Adriatico; (iv) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Arianna, Armida, Barbara, Clara West e Regina a gas e Villafortuna a olio). Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato principalmente l'offshore del Mar Ionio e del Mare Adriatico, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree onshore dell'Italia Centro Meridionale e della Sicilia. Sono stati perforati 8 pozzi esplorativi (7 nel 2002), di cui 4 mineralizzati a gas. L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i pozzi a gas: (i) Annamaria 2 (Eni 90%) completato lungo la linea mediana tra l'Italia e la Croazia; (ii) Elettra 2 (Eni 100%) perforato nell'offshore Adriatico; (iii) Panda W-1 perforato nell'offshore siciliano al largo della costa di Agrigento dove nel 2002 era stato perforato il pozzo a gas Panda 1 (Eni 37,5%); (iv) Capparuccia 1 perforato nel permesso di Ponzano di Fermo nell'onshore marchigiano (Eni 100%).

Nella Divisione Refining & Marketing gli investimenti tecnici ammontano a 401 milioni di euro (398 milioni nel 2002) e hanno riguardato: (i) la raffinazione (184 milioni di euro) e la logistica (19 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (173 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento, la costruzione e l'acquisto di nuovi impianti (95 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (15 milioni di euro); (iii) il GPL (11 milioni di euro) e l'informatica (3 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 56 milioni di euro (14% del totale).

Nella Corporate gli investimenti ammontano a 102 milioni di euro (20 milioni di euro nel 2002) e riguardano l'informatica (54 milioni di euro) e il progetto EST - Eni Slurry Technology (48 milioni di euro).

□ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi di ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 159 milioni di euro (85 milioni di euro nel 2002), di cui 47 milioni riferiti alla Divisione Exploration & Production, 32 milioni alla Divisione Refining & Marketing e 80 milioni alla Corporate riguardanti in particolare il progetto Eni Slurry Technology[5] (48 milioni di euro) e il concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo. Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(5) Riguarda la realizzazione presso la raffineria di Taranto dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno che utilizza la tecnologia EST finalizzata al soddisfacimento della crescente domanda di upgrading di greggi pesanti e di trasformazione e valorizzazione dei residui di raffinazione.

☐ Cessioni/Conferimenti di beni e rami di azienda

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2003 sono state effettuate diverse cessioni di rami d'azienda e di asset; si indicano di seguito quelle più rilevanti:

Cessioni di stazioni di servizio. Nel 2003 sono stati stipulati gli atti di vendita a retisti indipendenti e a compagnie petrolifere di 917 stazioni di servizio; nel periodo intercorrente tra la stipula del contratto preliminare e quella del definitivo, gli acquirenti sono stati immessi nel possesso delle stazioni di servizio in forza di un contratto di affitto oppure di accordi di convenzionamento gratuito. Il corrispettivo complessivo ammonta a 216 milioni di euro con una plusvalenza di 177 milioni di euro.

Cessione del ramo d'azienda Tanker. Nell'ambito della strategia di concentrazione nel core business, è stato ceduto alla Carbofin Energia Trasporti il ramo d'azienda Tanker costituito da: (i) due petroliere a doppio scafo (Eco Europa ed Eco Africa); (ii) due petroliere portaprodotti (Agip Napoli e Agip Palermo); (iii) il contratto di gestione di 4 navi metaniere di proprietà della LNG Shipping SpA (100% Eni) della durata residua di 8 anni e mezzo; (iv) il contratto di gestione della nave FPSO "Nan Hai Fa Xian" nell'offshore cinese; (v) due contratti di noleggio con la Divisione Refining & Marketing dell'Eni; (vi) 195 persone, di cui 163 marittimi. Il corrispettivo della cessione ammonta a 52 milioni di euro con una plusvalenza di 42 milioni di euro.

Conferimenti. È stato conferito alla Energy Maintenance Services SpA (Saipem 50,01%; Eni 49,99%), con efficacia 1° agosto 2003, il ramo di azienda costituito essenzialmente dalle attività di manutenzione degli impianti di produzione nazionali della Divisione Exploration & Production, nonché da 130 persone. Il valore attribuito al ramo d'azienda ammonta a 4 milioni di euro; la plusvalenza ammonta a 3 milioni di euro.

Commento ai risultati economico-finanziari

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2003 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 2.850 milioni di euro, con un decremento di 1.030 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente dovuto principalmente: (i) alla riduzione dei proventi straordinari netti di 1.015 milioni di euro connessa, in particolare, alla circostanza che nell'esercizio 2002 venne rilevato il maggior valore della partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia SpA (1.055 milioni di euro) a seguito della revisione dei valori di stima del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" effettuata dal Consiglio di Amministrazione della società[6]; (ii) all'aumento delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (987 milioni di euro) dovuto in particolare all'incremento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche, a seguito del maggior valore dei beni connesso alla rivalutazione (L. 342/2000), e degli stanziamenti eccedenti al fondo svalutazione partecipazioni; (iii) alla circostanza che nell'esercizio 2002 l'AgipPetroli SpA, incorporata dall'Eni con effetto economico dal 1° gennaio 2002, distribuì un dividendo di 452 milioni di euro a valere sull'utile conseguito nel 2001; (iv) al peggioramento del saldo oneri e proventi finanziari (183 milioni di euro) dovuto essenzialmente all'aumento dell'indebitamento finanziario netto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (1.552 milioni di euro)[7] dovuto essenzialmente alle minori svalutazioni di 1.159 milioni di euro, in particolare nell'Eni Investments Plc (640 milioni di euro) e nell'Eni Exploration BV (579 milioni di euro); (ii) dall'aumento dell'utile operativo di 66 milioni di euro dovuto in particolare all'incremento registrato dalle Divisioni Refining & Marketing (R&M) (249 milioni di euro) e Gas & Power (G&P) (14 milioni di euro), in parte assorbito dalla riduzione registrata dalle Divisioni Exploration & Production (E&P) (118 milioni di euro) e Corporate (79 milioni di euro).

Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Pro-forma 2001 (1)	2002	2003	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	31.074	28.283	29.006	723
Altri ricavi e proventi	426	425	294	(131)
Ricavi totali	**31.500**	**28.708**	**29.300**	**592**
Costi operativi	(25.160)	(24.791)	(25.339)	(548)
Margine operativo lordo	**6.340**	**3.917**	**3.961**	**44**
Ammortamenti e svalutazioni	(1.192)	(903)	(881)	22
Utile operativo	**5.148**	**3.014**	**3.080**	**66**
Proventi (oneri) finanziari netti	95	163	(20)	(183)
Proventi (oneri) su partecipazioni netti	(13)	275	1.375	1.100
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**5.230**	**3.452**	**4.435**	**983**
Proventi straordinari netti	1.563	1.118	103	(1.015)
Utile prima delle imposte	**6.793**	**4.570**	**4.538**	**(32)**
Imposte sul reddito	(941)	(575)	(586)	(11)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.144)	(115)	(1.102)	(987)
Utile netto	**4.708**	**3.880**	**2.850**	**(1.030)**

(1) Il conto economico pro-forma 2001 è stato redatto assumendo l'incorporazione nell'Eni delle società AgipPetroli, Snam, Somicem e Mixoil con efficacia 1° gennaio 2002 (v. il "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio 2002 dell'Eni SpA).

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	3.813	2.780	2.641	(139)
Divisione G&P	13.676	11.396	11.893	497
Divisione R&M	17.123	16.662	16.895	233
Corporate	39	31	201	170
Elisioni	(3.577)	(2.586)	(2.624)	(38)
	31.074	**28.283**	**29.006**	**723**

(6) Il conferimento è stato effettuato nell'esercizio 2001; in relazione alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/2002, che ha ridotto sensibilmente le tariffe di stoccaggio di gas naturale e contro la quale è stato presentato ricorso, prudenzialmente la rilevazione del maggior valore del ramo d'azienda conferito rispetto al valore di iscrizione è stato rinviato al momento della revisione dei valori di stima da parte del Consiglio di Amministrazione della Stoccaggi Gas Italia SpA avvenuta nel 2002 (v. il commento alla voce "Proventi straordinari netti" del "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio 2002 dell'Eni SpA).

(7) Escluso il dividendo distribuito dall'AgipPetroli nel 2002.

I ricavi della Divisione E&P[8] (2.641 milioni di euro) sono diminuiti di 139 milioni di euro, pari al 5%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di gas naturale di 1,57 miliardi di metri cubi (da 13,30 a 11,73) dovuta al declino naturale di campi maturi nonché al trasferimento alla Divisione G&P, con effetto dal 1° gennaio 2003, dei contratti di commercializzazione di gas d'acquisto (0,7 miliardi di metri cubi nel 2002, con un impatto di 98 milioni di euro); (ii) della diminuzione del prezzo del greggio (-7%) dovuta all'effetto di apprezzamento dell'euro sul dollaro (+19,6%), solo in parte assorbito dall'incremento delle quotazioni dei greggi di riferimento. Questi fattori negativi sono in parte compensati dall'aumento dei prezzi di vendita del gas naturale (+6%) per effetto del positivo andamento dei parametri energetici di riferimento, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi della Divisione G&P (11.893 milioni di euro) aumentano di 497 milioni di euro, pari al 4,4%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi di gas venduti in Europa (3,6 miliardi di metri cubi, pari al 5,9%, di cui 0,3 miliardi di metri cubi derivanti da contratti gestiti nel 2002 dalla Divisione E&P) e delle maggiori vendite al settore termoelettrico; (ii) dell'aumento dei prezzi medi dovuto all'andamento dei parametri energetici di riferimento, parzialmente assorbito dalle riduzioni connesse agli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e ai rinnovi contrattuali (in particolar modo ai clienti grossisti). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al rispetto dei tetti sul mercato italiano fissati dal D.Lgs. n. 164/2000; (ii) dalla circostanza che nel 2002 vennero venduti alla Stoccaggi Gas Italia i volumi di gas in precedenza acquistati dalla stessa per far fronte alla domanda del mercato nei mesi di gennaio e febbraio (126 milioni di euro).

I ricavi della Divisione R&M (16.895 milioni di euro) aumentano di 233 milioni di euro, pari all'1,4%, a seguito essenzialmente: (i) della crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (+18,9% e +24,4%, rispettivamente la benzina e il gasolio), i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dei maggiori volumi di greggio commercializzato (+3,6 milioni di tonnellate, pari al 12,8%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti (2,45 milioni di tonnellate, pari al 5,9%) - anche per la minore disponibilità di prodotti dovuta al conferimento della raffineria di Priolo alla Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%) e delle fermate della raffineria di Gela - che ha riguardato in particolare: (i) la petrolchimica e le società petrolifere in Italia e all'estero; (ii) il mercato extrarete a seguito della riduzione dei consumi nazionali di olio combustibile.

I ricavi della Corporate (201 milioni di euro) aumentano di 170 milioni di euro a seguito degli addebiti effettuati alle Divisioni per le prestazioni fornite dalle funzioni centralizzate (in particolare informatica, telecomunicazioni, gestione del personale e approvvigionamenti di beni e servizi).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 294 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	111	86	90	4
Proventi da derivati su merci	60	64	57	(7)
Utilizzo fondi rischi e oneri diversi	62	42	38	(4)
Utilizzo fondo svalutazione crediti		46	16	(30)
Risarcimento danni	33	21	15	(6)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	81	75	13	(62)
Contributi a fondo perduto	24	17	6	(11)
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		10		(10)
Altri proventi	55	64	59	(5)
	426	**425**	**294**	**(131)**

Le locazioni, affitti e noleggi di 90 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-stores) (65 milioni di euro), i proventi da affitto di impianti di distribuzione alla Italiana Petroli SpA (100% Eni) e del ramo d'azienda "attività logistiche" alle società Petrolig Srl (70% Eni) e Petroven Srl (68% Eni) (19 milioni di euro).

(8) I prezzi di trasferimento del greggio alla Divisione R&M e del gas alla Divisione G&P sono regolari alle normali condizioni di mercato.

L'utilizzo fondo rischi e oneri diversi di 38 milioni di euro riguarda l'utilizzo di fondi eccedenti, in particolare: (i) il fondo relativo agli oneri derivanti dall'accordo per il rinnovo dei contratti con i gestori della rete ordinaria (9 milioni di euro); (ii) il fondo costituito a fronte di penali per trasporto e stoccaggio gas (9 milioni di euro); (iii) il fondo relativo agli oneri per gli impianti in concessione (4 milioni di euro); (iv) il fondo a fronte degli oneri connessi alla riduzione delle tariffe sulle vendite di gas naturale (4 milioni di euro).

Gli altri proventi di 59 milioni di euro riguardano principalmente l'addebito a società del Gruppo e a terzi di costi sostenuti nel loro interesse.

Costi operativi

I costi operativi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	808	834	726	(108)
Divisione G&P	11.239	9.712	10.123	411
Divisione R&M	15.741	15.996	16.169	173
Corporate	164	166	356	190
Elisioni	(3.588)	(2.597)	(2.623)	(26)
	24.364	**24.111**	**24.751**	**640**
Costo lavoro	**796**	**680**	**588**	**(92)**
	25.160	**24.791**	**25.339**	**548**

La diminuzione registrata dalla Divisione E&P di 108 milioni di euro, pari al 12,9%, è dovuta principalmente: (i) al trasferimento alla Divisione G&P, con effetto dal 1° gennaio 2003, dei contratti di commercializzazione di gas di acquisto; (ii) alla circostanza che nell'esercizio 2002 vennero trasferite alle Divisioni G&P e R&M le giacenze di prodotti finiti al 31 dicembre 2002 (26 milioni di euro); (iii) al minor stanziamento al fondo smantellamento e ripristino siti (16 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi e degli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 e dall'incremento del volume dei servizi resi da contrattisti in relazione a interventi sui pozzi finalizzati a sostenere la produzione (11 milioni di euro).

I costi operativi della Divisione G&P (10.123 milioni di euro) aumentano di 411 milioni di euro, pari al 4,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi medi di acquisto del gas a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento, i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dell'aumento dei volumi di gas acquistati (1,44 miliardi di metri cubi); (iii) dei prelievi di gas stoccato al 31 dicembre 2002 (2,3 miliardi di metri cubi) per far fronte all'aumento dei volumi venduti; (iv) del trasferimento dalla Divisione E&P dei contratti di commercializzazione di gas d'acquisto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto (136 milioni di euro comprensivi delle penali dovute) della compravendita di gas naturale con Stoccaggi Gas Italia effettuata nel 2002 (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

I costi operativi della Divisione R&M (16.169 milioni di euro) aumentano di 173 milioni di euro, pari all'1,1%, a seguito principalmente dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +15,5%) e degli oneri ambientali (18 milioni di euro), in parte compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dai minori volumi di semilavorati acquistati, anche a seguito del conferimento della raffineria di Priolo e delle fermate della raffineria di Gela.

I costi operativi della Corporate (356 milioni di euro) aumentano di 190 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'accentramento delle attività informatiche e di telecomunicazione, di gestione del personale, nonché delle attività di approvvigionamenti di beni e servizi e tributarie, i cui costi sono in parte addebitati alle Divisioni dell'Eni.

Costo lavoro

Il costo lavoro (588 milioni di euro) è diminuito di 92 milioni di euro, pari al 13,5%, a seguito essenzialmente della riduzione della forza media dovuta, in particolare, ai conferimenti effettuati dalla Divisione R&M nel dicembre 2002 della raffineria di Gela alla Raffineria di Gela SpA (100% Eni) e nell'ottobre 2002 della raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni), nonché ai conferimenti di rami d'azienda a società del Gruppo.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è analizzato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2001	2002	2003	Variazione
Dirigenti	446	455	476	21
Quadri	2.674	2.549	2.698	149
Impiegati	5.849	4.608	4.752	144
Operai	3.489	1.956	1.679	(277)
Marittimi	326	143		(143)
	12.784	**9.711**	**9.605**	**(106)**

Divisioni	2001	2002	2003	Variazione
E&P	3.554	3.313	3.290	(23)
G&P	901	748	593	(155)
R&M	7.634	4.611	4.372	(239)
Corporate	695	1.039	1.350	311
	12.784	**9.711**	**9.605**	**(106)**

L'aumento del personale in servizio della Corporate (311 unità) è dovuto all'accentramento delle risorse della Divisione R&M dedicate alle attività informatiche e di telecomunicazione, di gestione del personale, nonché alle attività di approvvigionamento beni e servizi e tributarie.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	469	446	473	27
Divisione G&P	312	33	30	(3)
Divisione R&M	392	401	311	(90)
Corporate	3	20	67	47
Totale ammortamenti	**1.176**	**900**	**881**	**(19)**
Svalutazioni	16	3		(3)
	1.192	**903**	**881**	**(22)**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 881 milioni di euro registrano una diminuzione di 22 milioni di euro, in particolare:

- l'incremento degli ammortamenti della Divisione E&P di 27 milioni di euro, pari al 6,1%, è dovuto principalmente all'aumento degli ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in produzione di nuovi investimenti in Val d'Agri e a interventi sui pozzi di coltivazione per ottimizzare lo sfruttamento dei giacimenti dell'offshore adriatico;
- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione R&M di 90 milioni di euro è dovuta essenzialmente ai conferimenti delle raffinerie di Gela e Priolo effettuati nell'esercizio 2002, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti degli impianti autostradali a seguito del riallineamento della vita utile dei medesimi alla durata delle concessioni (11 milioni di euro);
- l'aumento degli ammortamenti registrato dalla Corporate di 47 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'ammortamento integrale dei costi del progetto Eni Slurry Technology (48 milioni di euro; 12 milioni di euro nel 2002) e ai maggiori ammortamenti connessi all'acquisto di licenze software per lo sviluppo dei sistemi informativi aziendali.

Utile operativo

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	2.399	1.418	1.300	(118)
Divisione G&P	2.122	1.722	1.736	14
Divisione R&M	795	108	357	249
Corporate	(168)	(234)	(313)	(79)
	5.148	**3.014**	**3.080**	**66**

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.300 milioni di euro registra una diminuzione di 118 milioni di euro, pari all'8,3%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione dei volumi venduti di gas naturale (-1,57 miliardi di metri cubi); (ii) alla diminuzione del prezzo del greggio (-7%) dovuta all'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (iii) all'incremento degli ammortamenti. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento dei prezzi di vendita del gas naturale e dalla rilevazione del "profit in stock"[9] sulle cessioni di gas naturale alla Divisione G&P.

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.736 milioni di euro registra un aumento di 14 milioni di euro, pari allo 0,1%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini connesso all'effetto positivo dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, in parte assorbito dalla riduzione strutturale dei prezzi medi di vendita connessa ai rinnovi contrattuali; (ii) all'incremento dei volumi venduti di gas naturale (3,6 miliardi di metri cubi, pari al 5,9%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita, per la maggiore incidenza delle vendite in Europa; (ii) dal minore utilizzo (67 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri divenuti eccedenti.

L'utile operativo della Divisione R&M di 357 milioni di euro registra un aumento di 249 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) al miglioramento del risultato dell'attività di raffinazione connesso principalmente alla ripresa dei margini (+1,85 dollari/barile il margine sul Brent), i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) all'aumento del risultato dell'attività commerciale; (iii) ai minori costi derivanti dalle razionalizzazioni; (iv) all'utilizzo della riserva Lifo connessa alla riduzione delle scorte (37 milioni di euro), il cui effetto è stato in parte assorbito dalla circostanza che nel 2002 venne effettuata una ripresa di valore delle scorte (13 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti da: (i) l'impatto delle minori lavorazioni per le fermate delle raffinerie di Taranto e Sannazzaro, che non hanno consentito di cogliere interamente il favorevole andamento dello scenario del primo trimestre, e della raffineria di Gela, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Milazzo, Venezia e Taranto (nella seconda metà dell'anno); (ii) i maggiori oneri ambientali (18 milioni di euro); (iii) gli effetti del conferimento, effettuato nel dicembre 2002, del ramo d'azienda dell'attività commerciale per la vendita di carburanti e combustibili extrarete alla società Atriplex Srl, ora AgipFuel SpA (100% Eni).

La perdita operativa della Corporate registra un aumento di 79 milioni di euro dovuto essenzialmente ai maggiori ammortamenti (36 milioni di euro) dei costi del progetto Eni Slurry Technology e ai maggiori ammortamenti, nonché all'accentramento di attività in precedenza svolte dalle Divisioni, in parte addebitate alle stesse.

Oneri finanziari netti

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Proventi (oneri) finanziari netti	3	63	(79)	(142)
Svalutazione crediti per interessi	(3)	(6)	(5)	1
Commissioni per servizi finanziari	26	36	33	(3)
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	23	28	19	(9)
Interessi su CCT	37	14	6	(8)
Proventi netti su derivati		6	5	(1)
Proventi netti da differenze cambio	7	22	1	(21)
Plusvalenze da alienazione CCT	2			
	95	**163**	**(20)**	**(183)**

Gli oneri finanziari netti (20 milioni di euro) aumentano di 183 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 1.965 milioni di euro, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla flessione dei tassi di interesse (Euribor, -1 punto percentuale).

(9) Quando nella Divisione G&P si verifica un aumento delle giacenze, l'utile interno conseguito dalla Divisione E&P, per la parte riferita all'incremento delle giacenze ad essa attribuibile, viene eliminato per essere rilevato (c.d. "profit in stock") solo quando le rimanenze della Divisione G&P si riducono per effetto delle vendite.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Dividendi	2.291	2.129	2.079	(50)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi	104	16	7	(9)
Totale proventi	**2.395**	**2.145**	**2.086**	**(59)**
Svalutazioni e perdite	(2.408)	(1.870)	(711)	1.159
	(13)	**275**	**1.375**	**1.100**

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.717	1.327	1.280	(47)
Stoccaggi Gas Italia SpA			431	431
Snam Rete Gas SpA		109	187	78
Saipem SpA	11	24	27	3
Ecofuel SpA	20	45	22	(23)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25	26	22	(4)
Sofid SpA	17	22	20	(2)
LNG Shipping SpA			18	18
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)		20	12	(8)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd			11	11
AgipPetroli SpA	121	452		(452)
Italgas SpA	25	26		(26)
EniPower SpA		16		(16)
Snamprogetti SpA	18	11		(11)
Snam SpA	295			
Altre	42	51	49	(2)
	2.291	**2.129**	**2.079**	**(50)**
Plusvalenze e altri proventi				
Saras SpA - Raffinerie Sarde	45			
Nuovo Pignone Holding SpA	43			
Snam International Holding AG	12			
Altre	4	16	7	(9)
	104	**16**	**7**	**(9)**
Totale proventi	**2.395**	**2.145**	**2.086**	**(59)**

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	1.635	303	230	(73)
Polimeri Europa SpA		88	217	129
Albacom SpA	203	37	128	91
Eni Investments Plc	43	742	102	(640)
Consorzio SET (Sviluppo Elettrico Trecate)		1	17	16
Eurosolare SpA	3	21	5	(16)
Eni Exploration BV	403	579		(579)
Eni Portugal Investment SpA	82	84		(84)
Singea SpA (in liquidazione)	19			
Altre	20	15	12	(3)
Totale oneri	**2.408**	**1.870**	**711**	**(1.159)**

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Proventi straordinari				
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	1.731	263	229	(34)
Iscrizione maggior valore su Stoccaggi Gas Italia SpA		1.055		(1.055)
Plusvalenze da collocamento azioni Snam Rete Gas	101			
Altri proventi:				
- cancellazione multa Antitrust	112			
- contributi a fondo perduto	48			
- altri	25	30	27	(3)
Totale proventi straordinari	**2.017**	**1.348**	**256**	**(1.092)**
Oneri straordinari				
Stanziamenti al fondo rischi e oneri	(293)	(76)	(64)	12
Minusvalenze	(27)	(78)	(49)	29
Incentivazione all'esodo del personale	(50)	(29)	(29)	
Oneri da collocamento azioni Snam Rete Gas	(61)			
Altri	(23)	(47)	(11)	36
Totale oneri straordinari	**(454)**	**(230)**	**(153)**	**77**
Proventi straordinari netti	**1.563**	**1.118**	**103**	**(1.015)**

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (229 milioni di euro) riguardano essenzialmente le cessioni di rami d'azienda, costituiti prevalentemente da stazioni di servizio (177 milioni di euro) e dall'attività "Marittimo" (42 milioni di euro) (v. "Andamento operativo").

Gli altri proventi straordinari (27 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli addebiti alla Autostrade SpA di costi di investimento sostenuti su impianti devoluti per scadenza delle concessioni autostradali (18 milioni di euro).

Gli stanziamenti al fondo rischi e oneri (64 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri futuri della Divisione R&M (58 milioni di euro), in particolare di natura ambientale, su siti dismessi e da dismettere relativi principalmente alle ex-raffinerie di Rho, La Spezia e Bari, nonché oneri futuri sulla raffineria di Priolo in relazione alle garanzie rilasciate all'atto del conferimento, effettuato nell'ottobre 2002, alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni).

Le minusvalenze di 49 milioni di euro riguardano gli oneri per la devoluzione delle aree di servizio autostradali in concessione.

Imposte sul reddito

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Imposte correnti				
- Irpeg	(584)	(1.131)	(607)	524
- Irap	(185)	(162)	(119)	43
- imposta sostitutiva	(358)	(151)	(89)	62
- crediti d'imposta	326	354	141	(213)
Totale	**(801)**	**(1.090)**	**(674)**	**416**
Imposte differite	2	(81)	(93)	(12)
Imposte anticipate	(142)	395	108	(287)
Utilizzo fondo imposte differite eccedente		201	73	(128)
Totale	**(140)**	**515**	**88**	**(427)**
	(941)	**(575)**	**(586)**	**(11)**

Le imposte correnti di 674 milioni di euro diminuiscono di 416 milioni di euro rispetto all'esercizio 2002 per effetto essenzialmente: (i) delle maggiori rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie, in particolare connesse alla deducibilità degli ammortamenti calcolati sulla rivalutazione (306 milioni di euro); (ii) delle minori svalutazioni di partecipazioni la cui deducibilità è differita per quote costanti in cinque esercizi secondo quanto previsto dal decreto legge n. 209/2002 (216 milioni di euro); (iii) del recupero di un quinto delle svalutazioni di partecipazioni la cui deducibilità è stata rinviata nell'esercizio 2002 a norma del predetto decreto (110 milioni di euro); (iv) di minori svalutazioni di partecipazioni totalmente indeducibili (87milioni di euro); (v) della minor imposta sostitutiva corrisposta per l'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati e per la cessione di rami d'azienda (62 milioni di euro); (vi) della riduzione di 2 punti percentuali dell'aliquota Irpeg (38 milioni di euro); (vii) dell'utilizzo del fondo imposte risultato eccedente a seguito della conclusione positiva del contenzioso relativo all'incorporata Agip SpA di cui si dà informazione nella nota integrativa (30 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dai minori proventi non imponibili conseguiti rispetto all'esercizio precedente, fra i quali in particolare il maggior valore attribuito alla partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia di 1.055 milioni di euro (358 milioni di euro); (ii) dal minor beneficio della Dual income tax (70 milioni di euro).

I commenti all'imposta sostitutiva, alle imposte differite e anticipate, nonché all'aliquota teorica, sono indicati nella nota integrativa al bilancio di esercizio (nota n. 21).

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (1.102 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(1.264)	(282)	(815)	(533)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti stanziati in esercizi precedenti (1)	74	224	9	(215)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti per cessioni, radiazioni e conferimenti (1)	19	147	24	(123)
Stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente		(203)	(303)	(100)
Stanziamento al fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili eccedente	29	(1)	(1)	
Stanziamento al fondo svalutazione crediti eccedente	(2)		(16)	(16)
	(1.144)	**(115)**	**(1.102)**	**(987)**

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, ovvero a fronte di cessioni, radiazioni e conferimenti.

L'aumento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (533 milioni di euro) è dovuto al maggior valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali iscritto in bilancio a seguito della rivalutazione, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dal completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

Lo stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente (303 milioni di euro, al netto dei rigiri) riguarda la svalutazione dell'Eni Exploration BV (280 milioni di euro), dell'Eni Investment Plc (45 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment SpA (34 milioni di euro). Il rigiro del fondo svalutazione partecipazioni eccedente riguarda la Syndial SpA (56 milioni di euro)[10].

Gli ammortamenti anticipati ammontano a 281 milioni di euro (259 milioni di euro nel 2002). In conformità a quanto chiarito dall'Amministrazione finanziaria nelle istruzioni al modello della dichiarazione dei redditi delle società di capitali relativo al 1997 (modello 760/98), la costituzione della riserva in sospensione di imposta, chiesta dalla legge per la deducibilità degli ammortamenti anticipati, viene proposta all'Assemblea mediante riclassifica di corrispondente ammontare della riserva disponibile.

☐ Stato patrimoniale

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	281	295	14
Immobilizzazioni materiali	4.883	4.766	(117)
Partecipazioni	17.877	21.124	3.247
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	23	21	(2)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(302)	(415)	(113)
	22.762	**25.791**	**3.029**
Capitale di esercizio netto	**3.257**	**3.500**	**243**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(142)**	**(158)**	**(16)**
Capitale investito netto	**25.877**	**29.133**	**3.256**
Patrimonio netto (1)	**23.659**	**24.402**	**743**
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	**1.610**	**1.409**	**(201)**
Indebitamento finanziario netto	**608**	**3.322**	**2.714**
Coperture	**25.877**	**29.133**	**3.256**

(1) Nello stato patrimoniale il valore di iscrizione di n. 230.568.453 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2003 di 3.164 milioni di euro (n. 206.637.561 al 31 dicembre 2002 per un costo di 2.838 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali è la seguente:

	Immobilizzazioni		Totale
(milioni di €)	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2002	**4.883**	**281**	**5.164**
Investimenti	799	221	1.020
Ammortamenti e svalutazioni	(686)	(202)	(888)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(215)	(5)	(220)
Altre variazioni	(15)		(15)
Saldo al 31 dicembre 2003	**4.766**	**295**	**5.061**

Notizie sugli investimenti effettuati e sui conferimenti/cessioni di rami d'azienda sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

(10) Con la Risoluzione n. 146/E del 15 maggio 2002 l'Agenzia delle entrate ha affermato la deducibilità delle svalutazioni delle partecipazioni immobilizzate anche soltanto in base al criterio di cui all'art. 2426, ultimo comma, del codice civile che consente di operare rettifiche di valore esclusivamente in applicazione di norme tributarie e, quindi, anche in misura eccedente quella rappresentata dalla prevista perdita durevole di cui al numero 3 dello stesso articolo. Le svalurazioni eccedenti rappresentano la differenza tra la misura massima fiscalmente deducibile applicando il criterio di cui all'art. n. 61 del D.P.R. 917/1986 e la perdita durevole di valore determinata applicando il criterio di cui all'art. 2426, 1° comma, n. 3.

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.124 milioni di euro) aumentano di 3.247 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)			
Partecipazioni al 31 dicembre 2002			**17.877**
Incrementi per acquisti, conferimenti e interventi sul capitale			
Italgas SpA	2.569		
Unión Fenosa Gas SA	442		
Eni Exploration BV	387		
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	367		
Eni International BV	222		
Servizi Aerei SpA	14		
Altre	31	4.032	
Decrementi per cessioni			
Snam Rete Gas SpA (1)	(31)		
Territorio e Impresa SpA	(21)		
Esa SpA	(12)		
Eurosolare SpA	(12)		
Altre	(9)	(85)	
Svalutazioni e perdite			
Polimeri Europa Srl	(217)		
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	(230)		
Albacom SpA	(128)		
Eni Investments Plc	(102)		
Consorzio SET	(17)		
Altre	(9)	(703)	
Riprese di valore			
Altre		3	3.268
Partecipazioni al 31 dicembre 2003			**21.124**

(1) Riguardano n. 12.556.930 azioni assegnate gratuitamente (bonus share) ai sottoscrittori delle azioni Snam Rete Gas che hanno conservato la titolarità ininterrotta per 18 mesi (n. 10 azioni ogni 100).

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2003, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2003 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di €)	**Valore netto**
Eni International BV	4.137
Eni Investments Plc	3.568
Italgas SpA	2.923
Snam Rete Gas SpA	2.886
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Polimeri Europa SpA	1.074
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Ltd	649
EniPower SpA	595
Eni Exploration BV	589
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	428
LNG Shipping SpA	285
Syndial SpA	257
Enifin SpA	253
Sofid SpA	237
Raffineria di Milazzo ScpA	135
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	100
Snamprogetti SpA	93
Raffineria di Gela SpA	92
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Eni International Bank Ltd	51
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	52
Ecofuel SpA	48
Italiana Petroli SpA	40
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	31
EniTecnologie SpA	31
Tigaz Rt	28
Siciliana Gas SpA	25
Immobiliare Est SpA	20
AgipRete SpA (ex Reful Srl)	15
Servizi Aerei SpA	15
EniData SpA	11
Hotel Assets Ltd	11
Consorzio SET	(15)
Albacom SpA	(13)
Altre	69
	21.124

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003
Crediti commerciali	5.084	5.652
Rimanenze	1.429	1.251
Crediti verso l'Amministrazione finanziaria	1.267	1.203
Debiti commerciali	(3.021)	(3.196)
Debiti tributari	(471)	(846)
Fondi per rischi ed oneri	(1.674)	(1.627)
Altre attività nette di esercizio	643	1.063
	3.257	**3.500**

I crediti commerciali (5.652 milioni di euro) aumentano di 568 milioni di euro per effetto essenzialmente delle maggiori vendite di gas naturale e di prodotti petroliferi, nonché della circostanza che i termini di pagamento di alcune fatture di forniture di gas naturale di importo rilevante (circa 230 milioni di euro) sono venuti a scadere nei primi giorni del 2004.

Le rimanenze (1.251 milioni di euro) sono costituite principalmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale (v. il commento alla nota n. 4 della Nota Integrativa).

I crediti verso l'Amministrazione finanziaria (1.203 milioni di euro) riguardano principalmente i crediti per Irpeg/Ires (1.156 milioni di euro) (v. il commento alla nota n. 5 della Nota Integrativa).

I debiti tributari (846 milioni di euro) aumentano di 375 milioni di euro dovuto essenzialmente ai maggiori debiti per imposta sostitutiva (228 milioni di euro), royalty su idrocarburi estratti (85 milioni di euro) e Iva (72 milioni di euro).

I fondi per rischi e oneri (1.627 milioni di euro) riguardano essenzialmente il fondo smantellamento e ripristino siti (867 milioni di euro), il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (201 milioni di euro), il fondo rischi e oneri ambientali (177 milioni di euro), il fondo dismissioni e ristrutturazioni (173 milioni di euro) e il fondo relativo ai previsti oneri futuri connessi al noleggio, fino al maggio 2006, del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (66 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 158 milioni di euro aumenta di 16 milioni di euro a seguito essenzialmente degli stanziamenti dell'esercizio (38 milioni di euro), parzialmente compensati dagli utilizzi.

Patrimonio netto

Le variazioni del patrimonio netto sono sintetizzate nelle tabella seguente.

(milioni di €)			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2002			**23.659**
Incremento per:			
- utile 2003	2.850		
- rivalutazione legge n. 342/2000	1.051	3.901	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2002	(2.833)		
- acquisto azioni proprie al netto del fondo svalutazione e altre variazioni	(325)	(3.158)	743
Patrimonio netto al 31 dicembre 2003			**24.402**

Rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali effettuata a norma della legge 21 novembre 2000 n. 342, come modificata dalla legge 24 dicembre 2003, n. 350

A seguito delle modifiche recate all'art. 10 della legge 21 novembre 2000, n. 342 dalla legge 24 dicembre 2003, n. 350 (legge finanziaria per il 2004), la facoltà di rivalutare le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie, già prevista relativamente all'esercizio 2000, è stata riproposta relativamente alle stesse immobilizzazioni risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 e già possedute alla fine dell'esercizio precedente. Di tale facoltà si è avvalsa la Società limitatamente alle immobilizzazioni materiali e immateriali per ammontare corrispondente a quello degli ammortamenti stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie al 31 dicembre 2002. Questa modalità di rivalutazione è prevista dall'art. 5 del decreto ministeriale 13 aprile 2001, n. 162 recante le norme di attuazione della legge di rivalutazione, espressamente richiamato dalla legge finanziaria per il 2004.

Sull'ammontare della rivalutazione è dovuta l'imposta sostitutiva del 19% imputata in detrazione della riserva di rivalutazione iscritta nel patrimonio netto (la riserva è in sospensione di imposta ai fini Irpeg/Ires). L'ammortamento dei maggiori valori iscritti in bilancio è deducibile dal reddito imponibile Irpeg/Ires e Irap già dall'esercizio 2003.

La rivalutazione risulta conveniente perché il valore attuale dei risparmi di imposta conseguibili è superiore all'imposta sostitutiva dovuta.

Complessivamente è stata effettuata una rivalutazione di 1.296 milioni di euro, pari all'ammontare degli ammortamenti stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie risultanti dalla nota integrativa al bilancio dell'esercizio 2002, dedotti quelli riferiti ai beni ceduti, radiati o conferiti, come segue:

(milioni di €)	
Concessioni	5
Terreni e fabbricati	29
Impianti e macchinario	1.230
Altri beni	32
Rivalutazione	**1.296**
Imposta sostitutiva	(245)
Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	**1.051**

L'ammontare della rivalutazione è stato iscritto in aumento del costo dei beni.

Ai sensi dell'art. 11 della legge n. 342/2000, si attesta che i valori iscritti in bilancio a seguito della rivalutazione, effettuata con i criteri e per le motivazioni indicate, non superano i valori effettivamente attribuibili ai beni con riguardo alla loro consistenza, alla loro capacità produttiva e all'effettiva possibilità di economica utilizzazione nella Società.

Gli effetti della rivalutazione sul conto economico e sul patrimonio netto del bilancio dell'esercizio 2003 sono i seguenti:

- un aumento delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie di 801 milioni di euro per gli ammortamenti eccedenti quelli economico-tecnici sulla rivalutazione;
- una riduzione delle imposte sul reddito di 306 milioni di euro per effetto della deducibilità degli ammortamenti calcolati sull'ammontare della rivalutazione;
- un aumento del patrimonio netto di 1.051 milioni di euro, pari alla riserva di rivalutazione legge n. 342/2000 (1.296 milioni di euro, al netto dell'imposta sostitutiva di 245 milioni di euro).

Affrancamento della riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. 917/1986

Il decreto legge n. 282/2002 convertito dalla legge n. 27/2003 ha prorogato la possibilità, introdotta dalla legge n. 448/2001, di affrancare il vincolo fiscale sulla riserva ammortamenti anticipati, che ai fini fiscali costituisce parte integrante degli ammortamenti, costituita mediante attribuzione di una quota degli utili dell'esercizio 2002 mediante l'assolvimento di un'imposta sostitutiva dell'Irpeg pari al 19% dell'ammontare della riserva. L'affrancamento determina un corrispondente incremento dei valori fiscali riconosciuti che rileva ai fini del calcolo degli ammortamenti deducibili ai fini Irpeg/Ires[11].

La riserva ammortamenti anticipati è stata affrancata perché il valore attuale dei risparmi Irpeg è superiore al valore attuale dell'imposta sostitutiva dovuta.

(11) La riserva ammortamenti anricipari rimane in sospensione di imposta ai fini Irap.

Come previsto dalla legge, la "Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" è stata riclassificata alla "Riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001" (in sospensione di imposta ai soli fini Irap). A seguito dell'affrancamento, è stata imputata a conto economico l'imposta sostitutiva dovuta (41 milioni di euro) e utilizzato a beneficio del conto economico il fondo imposte differite relativo all'Irpeg divenuto eccedente (73 milioni di euro).

Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie

I fondi stanziati in applicazione di norme tributarie (1.409 milioni di euro) diminuiscono di 201 milioni di euro per effetto: (i) degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche riassorbiti a seguito della rivalutazione del costo dei beni effettuata a norma della legge n. 342/2000 (1.296 milioni di euro); (ii) dell'utilizzo del fondo ammortamento eccedente per cessioni, radiazioni e conferimenti (24 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dagli ammortamenti eccedenti stanziati nell'esercizio (806 milioni di euro, al netto dei rigiri) e dallo stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente (303 milioni di euro, al netto dei rigiri). I fondi riguardano principalmente gli ammortamenti eccedenti (814 milioni di euro), il fondo svalutazione partecipazioni (506 milioni di euro) e il fondo svalutazione crediti (85 milioni di euro).

Al netto della fiscalità latente, l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 909 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2003 di 3.322 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)		31.12.2002	31.12.2003	Variazione
Debiti finanziari				
a lungo termine: (1)				
- prestiti obbligazionari		500	2.000	1.500
- imprese finanziarie controllate		644	355	(289)
- banche		176	103	(73)
- altri finanziatori		49	50	1
		1.369	**2.508**	**1.139**
a breve termine:				
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari		698	127	(571)
- imprese finanziarie controllate		1.273	1.288	15
- altri finanziatori			10	10
		1.971	**1.425**	**(546)**
	(a)	**3.340**	**3.933**	**593**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità				
a lungo termine: (1)				
- imprese controllate		41	31	(10)
- altri		2	5	3
		43	**36**	**(7)**
a breve termine:				
- imprese controllate		11	9	(2)
- imprese collegate		14	55	41
- altri		5	3	(2)
		30	**67**	**37**
	(b)	**73**	**103**	**30**
Titoli		230	234	4
Disponibilità		2.429	274	(2.155)
	(c)	**2.659**	**508**	**(2.151)**
	(a-b-c)	**608**	**3.322**	**2.714**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

Le disponibilità liquide di 274 milioni di euro sono impiegate essenzialmente presso Enifin SpA. La diminuzione di 2.155 milioni di euro è dovuta all'utilizzo dei depositi effettuati nel 2002 presso Enifin SpA al servizio dei fabbisogni connessi all'OPA sulle azioni Italgas.

L'indebitamento finanziario netto di 3.322 milioni di euro registra un aumento rispetto al 31 dicembre 2002 di 2.714 milioni di euro dovuto ai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti in partecipazioni (4.022 milioni di euro, di cui 2.569 milioni di euro relativi all'Offerta Pubblica di Acquisto su Italgas); (ii) al pagamento del dividendo (2.833 milioni di euro); (iii) agli investimenti tecnici (931 milioni di euro); (iv) al pagamento delle imposte (629 milioni di euro); (v) all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro), solo in parte compensati dal flusso di cassa generato dall'utile operativo (3.990 milioni di euro), dagli incassi di dividendi (1.758 milioni di euro) e dai disinvestimenti (340 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Utile dell'esercizio	3.880	2.850
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.763	2.664
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(3.369)	(1.524)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**3.274**	**3.990**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(397)	112
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	1.252	964
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.129**	**5.066**
Investimenti tecnici	(937)	(1.020)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(4.457)	(4.356)
Disinvestimenti	618	328
Altre variazioni relative all'attività di investimento	33	101
Free cash flow	**(614)**	**119**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	26	(22)
Variazione debiti finanziari	(119)	581
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.876)	(2.833)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**(3.583)**	**(2.155)**
Free cash flow	**(614)**	**119**
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquisiti e disinvestiti	192	
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.876)	(2.833)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(3.298)**	**(2.714)**

■ Altre informazioni

❑ Andamento economico delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono indicati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 2002 e 2003, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

	Risultato operativo			Risultato netto		
(milioni di €)	2002	2003	Variazione	2002	2003	Variazione
Eni Exploration BV (1)	(545)	(394)	151	(545)	(394)	151
Enifin SpA	37	31	(6)	-	-	-
Eni International BV (1)	1.727	2.087	360	1.729	2.079	350
EniPower SpA	27	12	(15)	86	3	(83)
Italgas SpA	362	408	46	63	132	69
Polimeri Europa SpA	(131)	(105)	26	(233)	(202)	31
Saipem SpA	113	66	(47)	70	68	(2)
Snamprogetti SpA	(16)	12	28	(7)	8	15
Snam Rete Gas SpA	771	905	134	48	81	33
Syndial SpA	(208)	(310)	(102)	(338)	(184)	154

(1) Milioni di dollari USA.

Di seguito sono indicate le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 2003, nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero medio dei dipendenti delle società indicate nella tabella.

ENI EXPLORATION BV: la perdita operativa (394 milioni di dollari USA) diminuisce di 151 milioni di dollari USA a seguito della crescita produttiva e del contenimento dell'attività esplorativa in Algeria, Ecuador, Trinidad & Tobago, Stati Uniti, Nigeria e Kazakhstan, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla crescita dell'attività esplorativa in Russia, Brasile e Danimarca.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (15 unità) diminuisce di 1 unità.

ENIFIN SPA: l'utile operativo (31 milioni di euro), costituito dal risultato della gestione ordinaria, diminuisce di 6 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione del margine finanziario connessa, in particolare, al minor rendimento dei mezzi propri, a seguito della riduzione dei tassi di interesse (l'Euribor nel 2003 diminuisce di circa un punto percentuale), e alla diminuzione dell'ammontare medio degli impieghi. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei proventi conseguiti nell'attività in cambi e delle commissioni su garanzie rilasciate.

Il conto economico, come nell'esercizio precedente, chiude sostanzialmente in pareggio; la diminuzione dell'utile operativo è stata compensata dal minor stanziamento (6 milioni di euro) al fondo rischi su crediti effettuato al solo fine di conseguire benefici fiscali.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (90 unità) aumenta di 2 unità.

ENI INTERNATIONAL BV: l'utile netto (2.079 milioni di dollari USA) aumenta di 350 milioni di dollari USA a seguito essenzialmente del miglioramento dei risultati conseguiti dalle partecipate.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (23 unità) aumenta di 3 unità.

ENIPOWER SPA: l'utile operativo ammonta a 12 milioni di euro; la riduzione di 15 milioni di euro è dovuta essenzialmente ai costi di avviamento dell'attività industriale e commerciale e alle manutenzioni per la fermata poliennale della centrale di Taranto. L'incremento dell'utile operativo derivante dall'entrata in esercizio del primo gruppo elettrogeno da 390 megawatt della centrale di Ferrera Erbognone è stato assorbito dalla variazione del mix di vendita e dall'aumento dei costi dei combustibili.

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a 512 milioni di euro con un incremento di 46 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) a maggiori prezzi unitari medi connessi all'andamento dei parametri energetici di riferimento; (ii) all'aumento delle vendite connesso all'avvio, nel terzo trimestre 2003, del primo gruppo da 390 megawatt a Ferrera Erbognone.

L'utile netto di 3 milioni di euro diminuisce di 83 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che l'esercizio 2002 aveva beneficiato degli effetti (60 milioni di euro) degli incentivi fiscali sugli investimenti (legge 18 ottobre 2001 n. 383, nota come "Tremonti-bis"); (ii) della riduzione di 15 milioni di euro dell'utile operativo.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (527 milioni di euro; 432 milioni nel 2002) riguardano principalmente (502 milioni di euro) i nuovi impianti a ciclo combinato in corso di realizzazione nei siti di Ferrera Erbognone, Brindisi, Mantova e Ravenna.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (485 unità) aumenta di 40 unità.

ITALGAS SPA: l'utile operativo (408 milioni di euro) aumenta di 46 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori volumi di gas vettoriato (+ 0,54 miliardi di metri cubi).

I ricavi della gestione caratteristica (664 milioni di euro) aumentano di 57 milioni di euro.

L'utile netto di 132 milioni di euro aumenta di 69 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del miglioramento del saldo oneri e proventi su partecipazioni (113 milioni di euro) connesso principalmente alle minori svalutazioni (68 milioni di euro) e ai maggiori dividendi della Italgas Più (40 milioni di euro) e della AES (15 milioni di euro); (ii) dell'incremento dell'utile operativo (46 milioni di euro); (iii) delle minori imposte sul reddito (19 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie (98 milioni di euro) connesse, in particolare, agli effetti della rivalutazione dei beni effettuata entro i limiti degli ammortamenti eccedenti stanziati al 31 dicembre 2002.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio ammontano a 249 milioni di euro (210 nel 2002) e hanno riguardato principalmente lo sviluppo e la manutenzione delle reti gas (198 milioni di euro; 164 nel 2002).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (3.685 unità) diminuisce di 24 unità.

POLIMERI EUROPA SPA: la perdita operativa di 105 milioni di euro diminuisce di 26 milioni di euro a seguito essenzialmente delle minori svalutazioni di asset nonché delle riprese di valore di impianti in precedenza svalutati (complessivamente 32 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti – dovuta principalmente al prolungarsi della fermata per manutenzione degli impianti di Priolo e alle fermate della raffineria di Gela – e dei margini unitari dei polimeri a seguito dell'aumento del costo dei monomeri non traslato interamente sui prezzi di vendita per effetto della debolezza della domanda e della pressione competitiva – nonché dalla circostanza che nel 2002 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte a seguito della crescita dei prezzi di vendita.

I ricavi della gestione caratteristica (3.654 milioni di euro) diminuiscono di 46 milioni di euro.

La perdita netta di 202 milioni di euro diminuisce di 31 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dei minori oneri finanziari (30 milioni di euro) connessi all'aumento di capitale avvenuto nel quarto trimestre 2002 e alla riduzione dei tassi di interesse; (ii) della diminuzione della perdita operativa (26 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori oneri straordinari per incentivazione all'esodo (29 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (68 milioni di euro) riguardano principalmente il mantenimento dell'efficienza impiantistica e di adeguati standard ambientali e di sicurezza, nonché interventi di miglioramento dell'efficienza degli impianti di Priolo e Porto Marghera.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (5.785 unità) diminuisce di 75 unità.

SAIPEM SPA: l'utile operativo (66 milioni di euro) diminuisce di 47 milioni di euro a seguito del minor contributo del progetto Blue Stream e delle attività di Perforazione mare.

I ricavi della gestione caratteristica (1.422 milioni di euro) aumentano di 38 milioni di euro, pari al 3%, a seguito principalmente dell'incremento di attività nel settore Costruzioni mare connesso all'avvio di importanti commesse in Libia di tipo EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction) per lo sviluppo del giacimento Bahr Essalam e al progetto Greenstream per la posa di una condotta per il trasporto gas dalla Libia alla Sicilia.

L'utile netto di 68 milioni di euro diminuisce di 2 milioni di euro a seguito essenzialmente della diminuzione dell'utile operativo (47 milioni di euro) e dei proventi netti su partecipazioni (16 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dai maggiori proventi finanziari netti (33 milioni di euro) connessi principalmente all'aumento degli utili netti su cambi (43 milioni di euro), in parte assorbiti dai maggiori oneri finanziari a seguito dell'aumento dell'indebitamento finanziario medio; (ii) dalla diminuzione delle imposte sul reddito (29 milioni di euro) connessa in particolare all'utilizzo di stanziamenti effettuati nell'esercizio precedente rivelatisi eccedenti e alla minore incidenza fiscale sui redditi delle gestioni estere.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (24 milioni di euro; 46 milioni nel 2002) riguardano prevalentemente attività di mantenimento e migliorie di impianti e attrezzature.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (4.799 unità) diminuisce di 1.521 unità (essenzialmente personale assunto all'estero con contratti a tempo determinato) a seguito della progressiva riduzione delle attività relative al progetto Karachaganak (Costruzioni terra) giunto nella fase conclusiva.

SNAMPROGETTI SPA: l'utile operativo ammonta a 12 milioni di euro. Il miglioramento di 28 milioni di euro deriva essenzialmente dai maggiori livelli di attività e dall'aumento della redditività di alcune commesse, anche a seguito della positiva definizione di pendenze con alcuni clienti.

I ricavi della gestione caratteristica di 1.217 milioni di euro aumentano di 266 milioni di euro, pari a circa il 28%.

L'utile netto di 8 milioni di euro aumenta di 15 milioni di euro a seguito essenzialmente del miglioramento del risultato operativo (28 milioni di euro) e delle minori imposte sul reddito (7 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei proventi netti su partecipazioni (15 milioni di euro) e dei proventi finanziari netti (6 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (2.438 unità) aumenta di 41 unità.

SNAM RETE GAS SPA: l'utile operativo (905 milioni di euro) aumenta di 134 milioni di euro a seguito: (i) del venir meno dell'onere relativo al tributo ambientale della Regione Sicilia sostenuto nel 2002 (86 milioni di euro); (ii) dei maggiori volumi trasportati (37 milioni di euro); (iii) della riduzione dei costi operativi delle attività regolate (11 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica (1.717 milioni di euro) aumentano di 11 milioni di euro a seguito dei maggiori ricavi delle attività di trasporto, parzialmente assorbiti dai minori ricavi delle attività non regolate a seguito essenzialmente della cessazione, nell'aprile 2002, del servizio di compressione per l'attività di stoccaggio.

L'utile netto di 81 milioni di euro aumenta di 33 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della crescita dell'utile operativo (134 milioni di euro); (ii) della riduzione degli oneri finanziari netti (31 milioni di euro), conseguente alla riduzione dell'indebitamento finanziario medio e dei tassi di interesse; (iii) della riduzione degli oneri straordinari netti (11 milioni di euro); (iv) dei dividendi percepiti dalla controllata GNL Italia (6 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento delle imposte sul reddito (103 milioni di euro), dovuto al venir meno dei benefici fiscali della legge 18 ottobre 2001, n. 383 (nota come "Tremonti-bis") e alla crescita dell'utile ante imposte; (ii) dall'aumento delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie (46 milioni di euro) connesse in particolare agli effetti della rivalutazione su alcune categorie di beni effettuata entro i limiti degli ammortamenti eccedenti stanziati al 31 dicembre 2002.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio ammontano a 505 milioni di euro e riguardano in particolare lo sviluppo e potenziamento (358 milioni di euro) della rete di trasporto e il mantenimento dell'efficienza (147 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (2.423 unità) diminuisce di 165 unità a seguito del processo di riorganizzazione delle attività operative.

SYNDIAL SPA: la perdita operativa (310 milioni di euro) aumenta di 102 milioni di euro a seguito essenzialmente della diminuzione dei volumi di attività in relazione alla vendita dei servizi industriali di Brindisi, Ferrara, Priolo e Ottana nonché alla chiusura degli impianti di caprolattame di Porto Marghera e di acrilonitrile di Assemini e Gela. Inoltre ha contribuito all'aumento della perdita la chiusura per 10 mesi del ciclo cloro di Priolo a seguito di provvedimenti giudiziari. Gli effetti positivi delle vendite e delle chiusure si verificheranno in particolare nel 2004 a seguito della riduzione dei costi delle strutture di staff e operative.

I ricavi della gestione caratteristica (671 milioni di euro) diminuiscono di 336 milioni di euro a seguito essenzialmente dei motivi già indicati, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei prezzi dei prodotti venduti.

La perdita netta di 184 milioni di euro diminuisce di 154 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori proventi straordinari netti (230 milioni di euro), riferiti principalmente alla definizione della transazione Enimont (200 milioni di euro), parzialmente assorbiti dall'aumento della perdita operativa (102 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (28 milioni di euro) riguardano essenzialmente il mantenimento dell'efficienza impiantistica e il miglioramento degli standard ambientali e di sicurezza.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2003 (3.867 unità) diminuisce di 691 unità.

☐ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono indicate nella nota integrativa.

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni[12]

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti del Gruppo legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività dell'Eni, a partire dal 2000 sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni o di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

Il trattamento fiscale delle stock grant è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%.

Piani 2000-2001 e 2002

I piani 2000-2001 e 2002 prevedono l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni, godimento regolare, ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[13] (di seguito Gruppo) che raggiungono annualmente gli obiettivi individuali prefissati. L'offerta è effettuata entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di offerta o, se precedente, a quello successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno dell'Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e decade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Per consentire l'applicazione del Piano 2000-2001, il 6 giugno 2000 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare entro il 31 luglio 2001 il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 3,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,087% del capitale sociale) mediante emissione di 3,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 21 giugno 2000 e il 7 giugno 2001 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo, rispettivamente, di 2 e 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto, rispettivamente, nel 1999 e nel 2000 gli obiettivi individuali prefissati.

Per consentire l'applicazione del Piano 2002, il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile la delega ad aumentare, entro il 31 dicembre 2002, il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 1,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,037% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, godimento regolare, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2001 gli obiettivi individuali prefissati.

(12) L'Assemblea del 1° giugno 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione del valore nominale di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro. Conseguentemente sono stati modificati il comma 4 e il comma 5 dell'art. 5 dello Statuto che prevedono la delega al Consiglio di Amministrazione di aumentare il capitale sociale, rispettivamente, a titolo gratuito al servizio del Piano di stock grant e a pagamento al servizio del Piano di stock option, nonché i relativi regolamenti. Ai fini di chiarezza espositiva, nel testo le delibere delle assemblee e dei consigli di amministrazione del 2000 si considerano assunte in euro.

(13) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti nel triennio 1999-2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, complessivamente n. 4.317.500 azioni (pari allo 0,108% del capitale sociale), come segue: (i) nel 2000 n. 1.428.550; (ii) nel 2001 n. 1.851.750; (iii) nel 2002 n. 1.037.200. Alla data del 31 dicembre 2003 sono scaduti n. 16.100 diritti e sono state sottoscritte n. 1.858.350 azioni (di cui n. 1.035.750 azioni a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2000). I diritti esistenti al 31 dicembre 2003, pari a n. 2.443.050, scadono nel 2004 per n. 1.457.950 azioni e nel 2005 per n. 985.100 azioni.

Piano 2003

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari a circa lo 0,162% del capitale sociale) da assegnare a titolo gratuito nel triennio 2003-2005 ai dirigenti del Gruppo, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali. Il 19 giugno 2003, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di stock grant 2003 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,5 milioni di azioni proprie (pari a circa lo 0,037% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2002 gli obiettivi individuali prefissati.

In relazione alla delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti nel 2002 sono stati assunti impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 1.206.000 azioni proprie. L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi alla scadenza del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o, se precedente, entro i 45 giorni successivi alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno dell'Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e decade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Alla data del 31 dicembre 2003 risultano assegnate n. 14.000 azioni proprie. Sempre alla stessa data residuano diritti per n. 1.192.000 azioni proprie che scadono nel 2006.

L'evoluzione dei piani 2000-2003 nel 2002 e nel 2003 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2002		2003	
(€)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**2.691.300**	**14,063**	**3.551.900**	**15,150**
Nuovi diritti assegnati	1.037.200	15,973	1.206.000	13,764
Diritti esercitati nel periodo	(166.350)	14,818	(1.122.150)	13,751
Diritti scaduti nel periodo	(10.250)	14,706	(700)	13,604
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.551.900**	**15,150**	**3.635.050**	**15,101**
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	-	-

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti scaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari a circa lo 0,375% del capitale sociale) a valere sui piani di stock option da realizzare nel triennio 2002-2004, per la vendita ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate, ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[14], che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo.

Il trattamento fiscale delle stock option è il seguente: ai piani di stock option è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 48, comma 2, lettera g-bis) del D.P.R. 917/1986; non è perciò imponibile la dif-

(14) Sono escluse le società controllare con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

ferenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%.

Assegnazione 2002

Il 2 luglio 2002, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di stock option – assegnazione 2002 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,125% del capitale sociale) nel rapporto di 1 a 1; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano, e ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2002 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, al prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di assegnazione del diritto di acquisto, decorsi tre anni dalla data di assegnazione. In caso di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario; l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento, a eccezione dell'Amministratore Delegato che conserva il diritto di esercitare le opzioni fino al 31 luglio 2010. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, sia da parte dell'azienda sia da parte dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione le opzioni decadono. Le opzioni non esercitate entro il 31 luglio 2010 decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Nel corso del 2002 sono stati assegnati n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un corrispondente numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 15,216 euro, pari alla media di cui sopra. Al 31 dicembre 2003, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano decaduti n. 59.500 diritti perché non esercitati nei termini e residuano n. 3.459.000 diritti per l'acquisto di azioni proprie. A seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, al 31 dicembre 2003 n. 52.500 diritti sono esercitabili nel corso del 2004.

Assegnazione 2003

Il 19 giugno 2003, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di stock option – assegnazione 2003 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 6 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,150% del capitale sociale) nel rapporto di 1 a 1; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano, e ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2003 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, al maggior prezzo tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione e il costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato al giorno precedente la data dell'assegnazione. In caso di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario; l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. Le opzioni non esercitate entro il 31 luglio 2011 decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. L'Amministratore Delegato ha diritto di esercitare le opzioni, in ogni caso, entro il 31 luglio 2010. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, sia da parte dell'azienda sia da parte dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione le opzioni decadono. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Nel corso del 2003 sono stati assegnati n. 4.703.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 13,743 euro, corrispondente al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato al giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2003 nessun diritto risulta scaduto; a seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, alla stessa data n. 20.500 diritti sono esercitabili nel corso del 2004.

L'evoluzione dei piani nel 2002 e nel 2003 è la seguente:

	2002			2003		
(€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato
Diritti esistenti al 1° gennaio	**12.032.000**	**12,992**	**14,063**	**3.518.500**	**15,216**	**15,150**
Nuovi diritti assegnati	3.518.500	15,216	15,216	4.703.000	13,743	13,743
Diritti esercitati nel periodo						
Diritti scaduti nel periodo (1)	(12.032.000)	12,992	15,216	(59.500)	15,216	13,648
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.518.500**	**15,216**	**15,150**	**8.162.000**	**14,367**	**15,101**
di cui esercitabili	**42.000**	**15,216**	**15,150**	**73.000**	**14,802**	**15,101**

(1) I diritti scaduti nel 2002 riguardano diritti non più esercitabili per il mancato raggiungimento del target prefissato.

☐ Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono indicate nominativamente nelle tabelle seguenti le stock grant e le stock option assegnate all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali (dipendenti Eni) in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti descritti in precedenza. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2003 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock grant

Nella tabella seguente sono indicati gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni o ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio è omessa trattandosi di azioni gratuite; nessun diritto è scaduto nell'esercizio.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti assegnati nel corso dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in giorni	Numero diritti	Scadenza media in giorni	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in giorni
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	90.150	591	40.200	1.096	23.050	13,219	107.300	579
Gilberto Callera	Direttore generale Div. R&M	45.200	602	14.700	1.096	10.300	13,723	49.600	530
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	25.600	762	14.700	1.096			40.300	606
Stefano Cao (*)	Direttore generale Div. E&P	17.600	347			17.600	6,361		
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	46.750	596	14.700	1.096	10.950	13,723	50.500	524

(*) Riguardano l'impegno assunto dalla Saipem SpA in data 13 dicembre 2000 nei confronti di Stefano Cao in qualità di Presidente della Società fino al 24 novembre 2000. Le azioni sono state sottoscritte in data 16 dicembre 2003 e assegnate l'8 gennaio 2004.

Stock option

Nella tabella seguente sono indicate le opzioni ad acquistare azioni Eni trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono state esercitate né sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione R&M	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P
		Vittorio Mincato	Gilberto Callera	Stefano Cao	Luciano Sgubini
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:					
- numero opzioni		165.000	46.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216	15,216
- scadenza in giorni		2.769	2.769	2.769	2.769
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:					
- numero opzioni		182.500	51.000	62.500	62.500
- prezzo medio di esercizio	(€)	13,743	13,743	13,743	13,743
- scadenza in giorni		2.557	2.922	2.922	2.922
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:					
- numero opzioni		347.500	97.000	118.500	118.500
- prezzo medio di esercizio	(€)	14,442	14,442	14,439	14,439
- scadenza in giorni		2.404	2.596	2.597	2.597

☐ Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono elencate nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dai direttori generali. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2003 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Il numero delle azioni è indicato per ciascun soggetto e, nell'ambito, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie").

Cognome e nome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2002	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2003
Consiglio di Amministrazione					
Mincato Vittorio	Eni SpA	21.800	23.050 (1)		44.850
Fruscio Dario	Eni SpA	550			550
Moscato Guglielmo	Eni SpA	48.340	8.000		56.340
	Snam Rete Gas SpA	1.000	100 (2)	(1.100)	0
	Saipem SpA		4.000		4.000
Resca Mario	Eni SpA		70		70
Collegio sindacale					
Biscozzi Luigi	Eni SpA	10.500			10.500
	Saipem SpA	3.000			3.000
	Snam Rete Gas SpA	31.000	3.000	(1.000)	33.000
Colombo Paolo Andrea	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.000	200 (2)		2.200
Silva Giorgio	Eni SpA	1.375	1.375		2.750
	Snam Rete Gas SpA	2.000	2.100 (3)		4.100
Direttore generale					
Callera Gilberto	Eni SpA	8.565	10.300 (1)		18.865
Cao Stefano	Eni SpA	3.500		(3.500)	0
	Saipem SpA	13.300		(13.300)	0
	Snam Rete Gas SpA	1.000	100 (2)		1.100
Sgubini Luciano	Eni SpA	15.650	10.950 (1)		26.600
	Snam Rete Gas SpA	1.000	100 (2)		1.100

(1) Riguardano la sottoscrizione delle stock grant a fronte degli impegni assunti dall'Eni nel 2000 (v. colonna "Diritti esercitati nel corso dell'esercizio" della tabella indicata al punto "Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e ai direttori generali - stock grant").
(2) Bonus share (1 ogni 10).
(3) Di cui 100 Bonus share.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

☐ Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali dalla società e dalle sue controllate sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2003 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica nell'Eni SpA" sono indicati gli emolumenti di competenza deliberati dall'Assemblea e la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato stabilita dal Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 2389, comma 2, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, comprese le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile della remunerazione del Presidente e la retribuzione variabile da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei Direttori Generali;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei Direttori Generali, nonché gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di €)

Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica nell'Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi (*)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Poli Roberto	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	520	9	227		756
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	490		788	927	2.205
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	85		20		105
Clô Alberto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	85		20		105
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	83		20		103
Fruscio Dario	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	87		20		107
Moscato Guglielmo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	88		20		108
Resca Mario	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	86		20		106
Collegio Sindacale								
Monorchio Andrea	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	112				112
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	94			46 (2)	140
Colombo Paolo Andrea	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	94			23 (3)	117
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	86			47 (4)	133
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	93			20 (5)	113
Direttore Generale Divisione E&P								
Cao Stefano		01.01-31.12				262	576	838
Direttore Generale Divisione G&P								
Sgubini Luciano		01.01-31.12				267	573	840
Direttore Generale Divisione R&M								
Callera Gilberto		01.01-31.12				351	469	820
				2.003	**9**	**2.015**	**2.681**	**6.708**

(*) Relativi alle performance realizzate nel 2002.
(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2004.
(2) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nella Syndial SpA (ex EniChem SpA) e nella Polimeri Europa SpA.
(3) Comprende il compenso per la carica di sindaco nella Saipem SpA dal 2 maggio 2003 al 31 dicembre 2003.
(4) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno.
(5) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nell'Enifin SpA.

Azioni proprie e di società controllanti

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea degli azionisti dell'Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire per un periodo di 18 mesi dalla data della deliberazione assembleare nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 5,4 miliardi di euro. Entrambi i limiti sono comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (224,2 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro per un costo di 3.082 milioni di euro). Gli acquisti saranno effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2003 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (€)	Costo complessivo (milioni di €)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	770	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761 (1)	329	0,60
	230.582.466	**13,738**	**3.167**	**5,76**
a dedurre azioni proprie assegnate:				
- a ex azionisti Snam SpA	13			
- a titolo gratuito in applicazione del piano di stock grant 2003	14.000			
	230.568.453			

(1) Nel 2003 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 13,567 euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si evidenzia che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato.

☐ Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. n. 196 del 30 giugno 2003

L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali della Corporate, dichiara che è stato redatto il documento programmatico sulla sicurezza ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196; analoghe dichiarazioni sono state rilasciate dai direttori generali delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing nella loro qualità di titolari del trattamento dati.

☐ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 comma 4, del codice civile, si attesta che l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale 117 bis, Contrada Ponte Olivo.

☐ Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Eni SpA opera, oltre che nelle attività di ricerca, esplorazione e produzione di idrocarburi, vendita di gas naturale e raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, nel settore dell'energia elettrica. Poiché cede a terzi quantitativi di energia superiori a 400 GWh rientra nel disposto della delibera n. 310/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera).

Le centrali di cogenerazione per la produzione di energia elettrica dell'Eni SpA sono le seguenti:

(megawatt)

Ubicazione	Potenza installata complessiva
a) Rotello (CB) due centrali	20
b) Raffineria di Venezia (VE)	35
Raffineria di Sannazzaro (PV)	86
Stabilimento di Fornovo (PR)	4

Nel 2003 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 924 milioni di chilowattora.

La produzione ottenuta nel 2003 presso le centrali sub a) è stata di 151 milioni di chilowattora (134 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2002) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 12 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2002). Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2003. I criteri adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale sono state suddivise secondo il criterio guida dei centri di costo dalla contabilità.

La produzione ottenuta presso le centrali sub b) si inquadra nell'ambito dell'autoproduzione ed è ottenuta in impianti cogenerativi che, con riferimento alle condizioni nominali d'esercizio, presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica prodotte in assetto cogenerativo inferiore a uno. In relazione a ciò, ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera, esse sono inquadrate nell'ambito delle "Altre attività".

Stato patrimoniale al 31.12.2003 ripartito per attività

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
Immobilizzazioni immateriali:						
costi di ricerca e sviluppo						
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		53	53			53
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		106	106			106
avviamento		17	17			17
immobilizzazione in corso e acconti		79	79			79
altre		33	33			33
Totale		**288**	**288**			**288**
Immobilizzazioni materiali:						
terreni e fabbricati		380	380			380
impianti e macchinario	11	2.610	2.621			2.621
attrezzature industriali e commerciali		58	58			58
altri beni		72	72			72
immobilizzazioni in corso e acconti		848	848			848
Totale	**11**	**3.968**	**3.979**			**3.979**
Immobilizzazioni finanziarie:						
partecipazioni in:						
- imprese controllate					19.931	19.931
- imprese collegate					707	707
- altre imprese					8	8
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		31	31			31
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		9	9			9
- verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		1	1			1
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		6	6			6
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2	2			2
altri titoli		21	21			21
azioni proprie					2.872	2.872
per un valore nominale complessivo di 206.637.561 euro e 209.141.953 euro rispettivamente nel 2002 e nel 2003						
Totale		**70**	**70**		**23.518**	**23.588**
Totale immobilizzazioni	**11**	**4.326**	**4.337**		**23.518**	**27.855**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Attivo circolante:						
Rimanenze:						
materie prime, sussidiarie e di consumo		338	338			338
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		30	30			30
lavori in corso su ordinazione		1	1			1
prodotti finiti e merci		882	882			882
Totale		**1.251**	**1.251**			**1.251**
Crediti:						
verso clienti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	4	3.380	3.384			3.384
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		70	70			70
verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2.369	2.369			2.369
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		163	163			163
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso controllanti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		587	587			587
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		1.880	1.880			1.880
Totale	**4**	**8.449**	**8.453**			**8.453**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:						
altri titoli					234	234
azioni proprie					292	292
per un valore nominale complessivo di 21.426.500 euro						
Totale					**526**	**526**
Disponibilità liquide:						
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo					261	261
danaro e valori in cassa					13	13
Totale					**274**	**274**
Totale attivo circolante	**4**	**9.700**	**9.704**		**800**	**10.504**
Ratei e risconti:						
disaggio su prestiti		3	3			3
ratei e altri risconti		53	53			53
TOTALE ATTIVO	**15**	**14.080**	**14.095**		**24.320**	**38.415**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
PASSIVO						
Patrimonio netto:						
Capitale					4.003	4.003
Riserve di rivalutazione:					9.923	9.923
- legge 576/1975					..	..
- legge 72/1983					3	3
- legge 408/1990					2	2
- legge 413/1991					39	39
- legge 342/2000					9.836	9.836
- legge 448/2001					43	43
Riserva legale					959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio					3.164	3.164
Altre riserve:					6.667	6.667
- riserva per acquisto di azioni proprie					2.233	2.233
- riserva disponibile					3.050	3.050
- riserva ammortamenti anticipati legge 448/2001					775	775
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986					366	366
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge 613/1967					84	84
- riserva art. 14 legge 342/2000					74	74
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986					..	..
- conferimenti leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986					62	62
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 69/1983					19	19
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile					3	3
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993					1	1
Utile dell'esercizio					2.850	2.850
Totale					**27.566**	**27.566**
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		11	11			11
per imposte		9	9			9
altri		1.639	1.639			1.639
Totale		**1.659**	**1.659**			**1.659**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**158**	**158**			**158**
Debiti:						
obbligazioni:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					2.000	2.000
debiti verso banche:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					127	127
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					104	104
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					10	10
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					50	50
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		137	137			137
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	1	1.910	1.911			1.911
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		35	35			35
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2.829	2.829			2.829
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		355	355			355
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		129	129			129
debiti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		838	838			838
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		8	8			8
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		41	41			41
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		191	191			191
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		12	12			12
Totale	**1**	**6.485**	**6.486**		**2.291**	**8.777**
Ratei e risconti		255	255			255
TOTALE PASSIVO	**1**	**8.557**	**8.558**		**29.857**	**38.415**

Conto economico 2003 ripartito per attività

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	12	41.779	41.891	(8)		41.883
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(81)	(81)			(81)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(9)	(9)			(9)
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		119	119			119
altri ricavi e proventi:						
. contributi in conto esercizio		12	12			12
. altri		341	341			341
Totale	**12**	**42.261**	**42.273**	**(8)**		**42.265**
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(8)	(21.479)	(21.487)	8		(21.479)
per servizi	(2)	(4.770)	(4.772)			(4.772)
per godimento di beni di terzi		(474)	(474)			(474)
per il personale:						
- salari e stipendi		(474)	(474)			(474)
- oneri sociali		(158)	(158)			(158)
- trattamento di fine rapporto		(38)	(38)			(38)
- altri costi		(4)	(4)			(4)
ammortamenti e svalutazioni:						
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		(209)	(209)			(209)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(2)	(1.482)	(1.484)			(1.484)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		(27)	(27)			(27)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(78)	(78)			(78)
accantonamenti per rischi		(39)	(39)			(39)
altri accantonamenti		(93)	(93)			(93)
oneri diversi di gestione		(10.673)	(10.673)			(10.673)
Totale	**(12)**	**(39.998)**	**(40.010)**	**8**		**(40.002)**

(milioni di €)	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione		**2.263**	**2.263**			**2.263**
Proventi e oneri finanziari						
proventi da partecipazioni:						
. da imprese controllate					2.073	2.073
. da imprese collegate					1	1
. da altri					9	9
altri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:						
. da imprese controllate					3	3
. da imprese collegate					1	1
. da altri					1	1
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni					6	6
- proventi diversi dai precedenti:						
. da imprese controllate					34	34
. da imprese collegate					33	33
. da altri					745	745
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate					(44)	(44)
. verso imprese collegate					(13)	(13)
. verso altri					(822)	(822)
Totale					**2.027**	**2.027**
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni					3	3
svalutazioni:						
- di partecipazioni					(978)	(978)
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni - azioni proprie					(3)	(3)
Totale delle rettifiche					**(978)**	**(978)**
Proventi e oneri straordinari						
proventi					272	272
oneri					(148)	(148)
Totale delle partite straordinarie					**124**	**124**
Risultato prima delle imposte	-	**2.263**	**2.263**			**3.436**
imposte sul reddito dell'esercizio					(586)	(586)
Utile dell'esercizio	-	**2.263**	**2.263**			**2.850**

☐ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo. In questa sede si evidenzia che a seguito della nuova formulazione dell'art. 2362 del codice civile, in vigore dal 1° gennaio 2004, è venuta meno la responsabilità illimitata dell'azionista unico. In relazione a ciò, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 9 dicembre 2003 ha deliberato il rilascio nell'interesse di Enifin SpA (100% Eni) di garanzie a favore delle banche, per affidamenti alla stessa concessi, fino a un massimo di circa 21,9 miliardi di euro.

☐ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione E&P

Nel 2004 sono previsti investimenti nell'attività di esplorazione e sviluppo in Italia di circa 580 milioni di euro.

L'attività esplorativa nel 2004 sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas dell'offshore siciliano e nelle aree onshore della Pianura Padana e dell'Italia Centrale.

L'attività di sviluppo sarà volta alla rapida valorizzazione di nuove riserve e all'ottimizzazione del recupero delle riserve dei giacimenti già in produzione. Per il tema a olio sarà avviata la fase realizzativa del progetto Miglianico, con avvio della produzione atteso a inizio 2006, e ultimati gli interventi di ottimizzazione nel campo Villafortuna nella Pianura Padana. Per il tema a gas è prevista la continuazione dei nuovi sviluppi e degli interventi sui pozzi dei giacimenti in produzione nell'offshore adriatico e la realizzazione di nuovi progetti onshore e offshore nell'Italia Centro-Meridionale.

Si prevede che la produzione di idrocarburi nel 2004 registrerà una flessione del 2,8% rispetto al 2003. L'atteso declino produttivo dei campi dell'Adriatico Centro-Settentrionale sarà solo in parte compensato dagli interventi di ottimizzazione e dall'aumento della produzione in Val d'Agri, in particolare lo sviluppo dei giacimenti Tea, Arnica e Lavanda con avvio atteso a inizio 2005.

Divisione G&P

Nel 2004 proseguirà l'attuazione della strategia di espansione delle vendite di gas all'estero, in particolare in Europa, per bilanciare il potenziale di crescita che non può essere colto sul mercato domestico a causa dei limiti fissati dal D.Lgs. 164/2000.

L'impegno per la crescita nel mercato europeo è articolato su più azioni: (i) consolidamento della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Turchia, mediante la focalizzazione sugli aspetti gestionali e commerciali; (ii) valorizzazione del gas di produzione, in particolare di quello libico, attraverso l'ultimazione del progetto Greenstream, il gasdotto che collegherà la Libia alla Sicilia; (iii) valutazione delle potenzialità di sviluppo nel GNL collegato alla valorizzazione del gas *equity*.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno ad attuare una strategia commerciale focalizzata sul cliente. Allo scopo, la Divisione si sta dotando di strumenti complessi di risk management che permettono la gestione dei contratti con aggiornamento mensile. Inoltre, il pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un migliore vantaggio competitivo nel mercato finale, è stato avviato il processo di integrazione delle attività energetiche; saranno valutate e poste in essere le azioni idonee a ottimizzare le attività commerciali cogliendo le opportunità derivanti dalle sinergie. Il conseguimento degli obiettivi di vendita in Italia farà leva nel medio termine anche sullo sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da parte di EniPower; in particolare è prevista nel 2004 l'entrata in esercizio di due nuovi impianti a ciclo combinato (Ferrera Erbognone secondo e terzo gruppo e Ravenna due gruppi) ad alto rendimento e a priorità di dispacciamento, con conseguente incremento del consumo di volumi di gas esclusi dal calcolo dei tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000.

I volumi di gas naturale venduti in Italia e nel resto d'Europa (compresi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previsti in crescita di circa il 2% rispetto al 2003.

Divisione R&M

Nel 2004 sono previsti investimenti tecnici per circa 700 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare la realizzazione dell'impianto di gassificazione del tar presso la raffineria di Sannazzaro e il mantenimento dell'efficienza delle raffinerie; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in aumento di circa il 4% a seguito delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Gela e, in minor misura, di Taranto. Nel 2004 è previsto il pieno utilizzo degli impianti.

Le vendite sulla rete Agip a struttura costante sono previste in aumento del 2% grazie alle maggiori vendite di gasolio. L'erogato medio per stazione di servizio (2.418 mila litri nel 2003) è previsto in crescita.

Le vendite sul mercato extrarete sono previste sostanzialmente in linea con il 2003.

Bilancio di esercizio
2003

stato patrimoniale

(€)		31.12.2002	31.12.2003
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di ricerca e di sviluppo			
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		47.987.875	53.234.642
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		119.340.602	106.413.026
avviamento		9.254.710	17.417.651
immobilizzazioni in corso e acconti		64.502.264	78.546.639
altre		34.240.485	32.837.157
Totale		**275.325.936**	**288.449.115**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		445.122.524	379.625.085
impianti e macchinario		2.277.687.255	2.621.158.197
attrezzature industriali e commerciali		15.968.161	58.029.861
altri beni		78.532.331	72.546.016
immobilizzazioni in corso e acconti		747.571.780	847.759.001
Totale		**3.564.882.051**	**3.979.118.160**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		17.674.033.416	20.645.986.011
- imprese controllate		*17.292.498.170*	*19.930.598.788*
- imprese collegate		*372.633.928*	*707.076.788*
- altre imprese		*8.901.318*	*8.310.435*
crediti:		44.675.519	49.234.614
- verso imprese controllate:		33.977.030	40.220.874
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*22.662.462*	*30.797.663*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*11.314.568*	*9.423.211*
- verso imprese collegate:		516.456	516.450
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*220.051*	*220.045*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*296.405*	*296.405*
- verso altri:		10.182.033	8.497.290
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*4.716.973*	*5.915.005*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.465.060*	*2.582.285*
altri titoli		19.285.476	20.137.579
azioni proprie		2.838.211.882	2.872.673.026
per un valore nominale complessivo di 206.637.561 euro e 209.141.953 euro rispettivamente nel 2002 e nel 2003			
Totale		**20.576.206.293**	**23.588.031.230**
Totale immobilizzazioni		**24.416.414.280**	**27.855.598.505**

(€)		31.12.2002	31.12.2003
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		323.397.761	337.416.219
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		32.802.676	30.495.476
lavori in corso su ordinazione		9.468.978	847.315
prodotti finiti e merci		1.064.015.069	882.127.047
Totale		**1.429.684.484**	**1.250.886.057**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		3.498.413.296	3.453.776.953
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.450.770.126*	*3.383.736.714*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*47.643.170*	*70.040.239*
verso imprese controllate:		1.391.765.565	2.368.797.526
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.391.762.585*	*2.368.794.546*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.980*	*2.980*
verso imprese collegate:		187.047.664	162.986.509
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*186.646.504*	*162.986.509*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*401.160*	
verso altri:		2.617.359.941	2.467.524.866
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*846.584.606*	*587.417.981*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.770.775.335*	*1.880.106.885*
Totale		**7.694.586.466**	**8.453.085.854**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
azioni proprie per un valore nominale complessivo di 21.426.500			291.785.801
altri titoli		230.534.968	233.956.330
Totale		**230.534.968**	**525.742.131**
Disponibilità liquide:	(NOTA N. 7)		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		2.422.808.396	260.610.880
danaro e valori in cassa		5.819.107	13.473.224
Totale		**2.428.627.503**	**274.084.104**
Totale attivo circolante		**11.783.433.421**	**10.503.798.146**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 8)	56.071.811	55.853.541
disaggio su prestiti		1.085.600	2.871.600
ratei e altri risconti		54.986.211	52.981.941
TOTALE ATTIVO		**36.255.919.512**	**38.415.250.192**

(€)		31.12.2002	31.12.2003
PASSIVO			
Patrimonio netto:	(NOTA N. 9)		
Capitale		*4.001.814.026*	*4.002.922.176*
Riserva di rivalutazione:		*8.872.914.951*	*9.923.440.416*
- legge n. 576/1975		*302.702*	*302.702*
- legge n. 72/1983		*2.633.949*	*2.633.949*
- legge n. 408/1990		*1.862.771*	*1.862.771*
- legge n. 413/1991		*38.926.273*	*38.926.273*
- legge n. 342/2000		*8.785.752.980*	*9.836.278.445*
- legge n. 448/2001		*43.436.276*	*43.436.276*
Riserva legale		*958.368.373*	*958.395.133*
Riserva per azioni proprie in portafoglio		*2.838.211.998*	*3.164.458.827*
Altre riserve:		*5.946.415.304*	*6.666.910.539*
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.561.788.002*	*2.232.290.491*
- riserva da avanzo di fusione		*1.390.558.557*	
- riserva disponibile		*757.404.674*	*3.050.037.541*
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001		*560.217.176*	*775.765.435*
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986		*365.833.230*	*365.833.229*
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		*84.086.675*	*84.086.675*
- riserva art. 14 legge n. 342/2000		*73.455.881*	*73.455.881*
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986		*66.965.269*	*49.807*
- conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986		*61.924.193*	*61.924.193*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983		*19.181.207*	*19.181.207*
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		*4.024.950*	*2.916.800*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*975.490*	*1.369.475*
Utile dell'esercizio		*3.880.322.794*	*2.849.767.834*
Totale		**26.498.047.446**	**27.565.895.120**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		10.031.641	10.520.886
per imposte		41.251.842	9.083.983
altri		1.625.476.253	1.639.323.913
Totale		**1.676.759.736**	**1.658.928.782**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(NOTA N. 11)	**141.614.884**	**158.219.339**

(€)		**31.12.2002**	**31.12.2003**
Debiti:	(NOTA N. 12)		
obbligazioni:		500.000.000	2.000.000.000
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*500.000.000*	*2.000.000.000*
debiti verso banche:		874.021.718	230.761.749
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*698.111.686*	*127.215.467*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*175.910.032*	*103.546.282*
debiti verso altri finanziatori:		49.129.755	60.455.632
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*10.062.205*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*49.129.755*	*50.393.427*
acconti:		254.878.356	136.932.549
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*254.878.356*	*136.932.549*
debiti verso fornitori:		2.032.321.501	1.946.266.737
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.989.659.555*	*1.911.534.829*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*42.661.946*	*34.731.908*
debiti verso imprese controllate:		3.117.364.278	3.183.722.947
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.473.036.886*	*2.828.672.637*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*644.327.392*	*355.050.310*
debiti verso imprese collegate:		148.291.636	128.648.217
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*148.151.130*	*128.494.260*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*140.506*	*153.957*
debiti tributari:		471.082.089	846.586.611
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*448.368.918*	*838.395.778*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*22.713.171*	*8.190.833*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		41.992.866	41.089.194
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*41.739.895*	*40.889.290*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*252.971*	*199.904*
altri debiti:		226.873.008	203.009.077
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*220.112.426*	*191.056.404*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*6.760.582*	*11.952.673*
Totale		**7.715.955.207**	**8.777.472.713**
Ratei e risconti	(NOTA N. 13)	223.542.239	254.734.238
TOTALE PASSIVO		**36.255.919.512**	**38.415.250.192**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(€)		31.12.2002	31.12.2003
GARANZIE	(NOTA N. 14)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		2.020.076.701	1.886.857.528
di imprese collegate		4.800.208.648	4.893.553.355
di altri		3.040.207	1.830.891
Totale		**6.823.325.556**	**6.782.241.774**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		7.830.077.137	8.745.933.937
di imprese collegate		1.349.534.019	1.517.023.317
proprio		527.200.717	610.981.702
di altri		46.536.640	387.224.518
Totale		**9.753.348.513**	**11.261.163.474**
TOTALE GARANZIE		**16.576.674.069**	**18.043.405.248**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 15)		
Impegni:			
acquisto di beni		3.004.344.862	
vendita di beni		147.300.000	147.300.000
locazioni finanziarie		62.863.461	51.680.647
contratti derivati di copertura		1.069.459.113	1.705.595.871
altri impegni		439.274.490	336.090.373
Totale		**4.723.241.926**	**2.240.666.891**
Rischi:			
altri		128.108.665	115.804.538
Totale		**128.108.665**	**115.804.538**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**4.851.350.591**	**2.356.471.429**

conto economico

(€)		31.12.2002	31.12.2003
Valore della produzione:	(NOTA N. 16)		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		41.376.675.637	41.883.493.996
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		63.920.808	(81.210.448)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		57.778	(8.621.664)
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		105.163.572	119.411.961
altri ricavi e proventi:		490.870.908	352.419.003
. contributi in conto esercizio		*23.487.497*	*12.040.902*
. altri		*467.383.411*	*340.378.101*
Totale		**42.036.688.703**	**42.265.492.848**
Costi della produzione:	(NOTA N. 17)		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(20.976.786.613)	(21.478.911.235)
per servizi		(4.766.241.831)	(4.771.544.069)
per godimento di beni di terzi		(462.018.747)	(473.567.937)
per il personale:		(761.501.471)	(674.740.136)
- salari e stipendi		*(544.408.609)*	*(474.501.717)*
- oneri sociali		*(173.522.110)*	*(158.426.621)*
- trattamento di fine rapporto		*(39.801.185)*	*(37.771.225)*
- altri costi		*(3.769.567)*	*(4.040.573)*
ammortamenti e svalutazioni:		(984.481.815)	(1.720.741.371)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(152.607.565)*	*(209.469.521)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(812.704.621)*	*(1.484.218.204)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*(3.731.570)*	
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(15.438.059)*	*(27.053.646)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		149.757.279	(77.872.619)
accantonamenti per rischi		(15.954.127)	(39.003.600)
altri accantonamenti		(161.502.150)	(92.924.104)
oneri diversi di gestione		(11.088.121.102)	(10.673.067.029)
Totale		**(39.066.850.577)**	**(40.002.372.100)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**2.969.838.126**	**2.263.120.748**

(€)		31.12.2002	31.12.2003
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 18)		
proventi da partecipazioni:		2.145.006.657	2.083.209.297
. da imprese controllate		*2.124.817.010*	*2.073.478.861*
. da imprese collegate		*7.599.285*	*1.029.453*
. da altri		*12.590.362*	*8.700.983*
altri proventi finanziari:		734.432.927	822.268.264
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:		*4.223.694*	*4.719.227*
. da imprese controllate		*3.862.521*	*2.985.951*
. da imprese collegate		*44.814*	*860.924*
. da altri		*316.359*	*872.352*
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*50.867*	*7.687*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*14.454.552*	*5.730.162*
- proventi diversi dai precedenti:		*715.703.814*	*811.811.188*
. da imprese controllate		*164.549.283*	*34.296.189*
. da imprese collegate		*35.735.910*	*33.241.694*
. da altri		*515.418.621*	*744.273.305*
interessi e altri oneri finanziari:		(591.285.355)	(879.133.414)
. verso imprese controllate		*(61.538.148)*	*(44.349.156)*
. verso imprese collegate		*(3.447.256)*	*(13.136.565)*
. verso controllanti		*(12.649)*	
. verso altri		*(526.287.302)*	*(821.647.693)*
Totale		**2.288.154.229**	**2.026.344.147**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 19)		
rivalutazioni:		2.116.501	2.917.252
- di partecipazioni		*1.631.327*	*2.652.532*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*194.342*	
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*290.832*	*264.720*
svalutazioni:		(2.054.081.684)	(980.692.867)
- di partecipazioni		*(2.054.081.684)*	*(977.599.115)*
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni - azioni proprie			*(3.093.752)*
Totale delle rettifiche		**(2.051.965.183)**	**(977.775.615)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 20)		
proventi		1.401.898.972	271.909.473
oneri		(152.052.107)	(147.881.948)
Totale delle partite straordinarie		**1.249.846.865**	**124.027.525**
Risultato prima delle imposte		**4.455.874.037**	**3.435.716.805**
imposte sul reddito dell'esercizio	(NOTA N. 21)	(575.551.243)	(585.948.971)
Utile dell'esercizio		**3.880.322.794**	**2.849.767.834**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Utile dell'esercizio	3.880	2.850
Appendice fiscale	115	1.102
Ammortamenti	900	881
Svalutazioni (rivalutazioni)	1.804	496
Variazioni fondi per rischi e oneri	(66)	(26)
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	11	16
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	(2)	195
Dividendi	(2.129)	(2.079)
Interessi attivi	(388)	(60)
Interessi passivi	143	131
Oneri (proventi) straordinari	(1.118)	(102)
Imposte sul reddito	575	586
Dividendo AgipPetroli a valere sull'utile 2001	(452)	
Altre rettifiche	1	
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	3.274	3.990
Variazioni:		
- rimanenze	(203)	174
- crediti commerciali e diversi	863	(268)
- ratei e risconti attivi	3	(2)
- debiti commerciali e diversi	(1.022)	190
- ratei e risconti passivi	(38)	18
Flusso di cassa del risultato operativo	2.877	4.102
Dividendi incassati	2.120	1.758
Interessi incassati	360	63
Interessi pagati	(149)	(168)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(135)	(60)
Imposte sul reddito pagate	(944)	(629)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.129**	**5.066**

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(157)	(222)
- immobilizzazioni materiali	(780)	(798)
- partecipazioni e azioni proprie	(4.456)	(4.351)
- titoli	(1)	(5)
- crediti finanziari	11	(46)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	35	89
Flusso di cassa degli investimenti	(5.348)	(5.333)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	51	20
- immobilizzazioni materiali	253	5
- rami d'azienda	10	195
- partecipazioni	166	108
- titoli	138	
- crediti finanziari	15	24
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(2)	12
Flusso di cassa dei disinvestimenti	631	364
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.717)**	**(4.969)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	75	1.501
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(612)	(101)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	457	(819)
Dividendi pagati	(2.876)	(2.833)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(2.956)**	**(2.252)**
Effetti delle fusioni	**5.833**	
Flusso di cassa netto del periodo	**2.289**	**(2.155)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**140**	**2.429**
Disponibilità liquide a fine periodo	**2.429**	**274**

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti e in quanto applicabili, facendo riferimento a quelli emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB). Poiché non regolati dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

In applicazione del D.Lgs. n. 127/1991 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati non sono stati modificati rispetto a quelli dell'esercizio precedente salvo quanto indicato nel punto "Modifica dei criteri contabili". I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono indicati nei punti seguenti.

☐ Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono o obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati a quote costanti in tre anni.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a cinque anni, a partire da quello di iscrizione.

Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione, non superiore a cinque anni.

I costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento e dell'avviamento non è oggetto di rivalutazione.

☐ Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a debiti specifici relativi al periodo di realizzazione del bene. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione dei beni (ammortamento economico-tecnico).

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati a quote costanti nel periodo di durata della concessione o della vita economico-tecnica se minore; il valore da ammortizzare è determinato al netto dei contributi ricevuti dal concedente.

I principali coefficienti di ammortamento economico-tecnico adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

	Percentuale annua
Terreni e fabbricati	da 0 a 20
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota u.o.p.
Impianti specifici di raffineria e logistica	da 6,25 a 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinario	da 4 a 25
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 25

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici sono rilevati ulteriori ammortamenti entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate stabilite dalla normativa fiscale. Per gli stessi motivi, i beni di valore inferiore a 516,45 euro sono integralmente ammortizzati nell'esercizio. A partire dall'esercizio 1999, gli ammortamenti anticipati sono rilevati in sede di approvazione del bilancio di esercizio imputandoli direttamente alla specifica riserva di patrimonio netto ("Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986") sulla base della delibera dell'Assemblea.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

☐ Attività mineraria

Concessioni minerarie

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono imputati nelle "Immobilizzazioni immateriali" dell'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) come indicato al punto "Sviluppo". Al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione dei pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'ottenimento di riserve certe e la costruzione e istallazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti residui sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

Inoltre, al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono rilevati in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici ulteriori ammortamenti, entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate previste dalla normativa fiscale. L'iscrizione di tali ammortamenti è effettuata applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni materiali.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

☐ Partecipazioni immobilizzate

Le partecipazioni sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato applicando il metodo LIFO a scatti annuali e incrementato delle rivalutazioni operate in applicazione di leggi specifiche.

Le perdite durevoli di valore sono apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché, ove disponibili, dei relativi piani pluriennali. Per le imprese estere, non si procede alla svalutazione per la parte della diminuzione patrimoniale che deriva dall'apprezzamento dell'euro non giudicato durevole alla luce degli scenari utilizzati nella redazione dei piani pluriennali; parimenti non si tiene conto di aumenti patrimoniali riconducibili all'apprezzamento della moneta estera.

Le partecipazioni sono mantenute a un valore superiore al patrimonio netto di riferimento, nei limiti del valore di iscrizione originario, quando quest'ultimo corrisponde al prezzo pagato che ha tenuto conto di riserve implicite ancora esistenti.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto delle partecipate (deficit patrimoniale) è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. n. 127/1991, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono effettuate, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale, svalutazioni eccedenti le perdite durevoli di valore delle partecipazioni. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica delle partecipazioni.

Titoli immobilizzati

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati entro i limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico.

Azioni proprie immobilizzate

Le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate con effetto a conto economico. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggi, condensati e gas naturale) e dei prodotti petroliferi è determinato sulla base del costo medio ponderato tra quello di produzione e quello di acquisto applicando il metodo LIFO a scatti annuali; quello delle altre rimanenze è determinato applicando generalmente il costo medio.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti in euro applicando il cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, il cambio a pronti definito in tali contratti. Al fine di ottenere benefici fiscali altrimenti non ottenibili, i crediti e debiti soggetti al rischio di cambio e non coperti specificatamente non sono adeguati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio ma di essi si tiene conto nella determinazione del "Fondo oscillazione cambi", costituito nei limiti della normativa fiscale, non rilevando di conseguenza eventuali differenze attive nette di cambio.

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, sono effettuate svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tenere conto del valore presumibile di realizzazione dei crediti, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

I titoli sono iscritti al minore tra il costo di acquisto, determinato con il metodo LIFO a scatti annuali, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione con azioni Eni emessi a favore dei dirigenti del Gruppo (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione) sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il fair value (valore equo) delle stock grant o, nel caso di stock option, al minor tra il costo e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide in moneta estera sono iscritte in bilancio al cambio corrente alla chiusura dell'esercizio.

☐ Riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986

I contributi in conto impianti ricevuti per l'acquisto o per la realizzazione di beni strumentali e i contributi in conto capitale ricevuti per finalità diverse, quali i contributi per la ricerca scientifica, sono iscritti nell'esercizio in cui sono deliberati dal soggetto concedente e si sono verificate le condizioni previste dalla delibera medesima.

I contributi erogati fino al 31 dicembre 1992 sono iscritti nella "Riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986" del patrimonio netto e godono dei benefici della sospensione dalla tassazione previsti dalla vigente normativa fiscale.

I contributi erogati dal 1993 al 1997 sono iscritti in misura pari al 50% nella medesima Riserva al fine di fruire del regime di sospensione d'imposta previsto dalla normativa fiscale in vigore fino al 31 dicembre 1997; il residuo 50%, iscritto nei risconti passivi, è imputato a conto economico per competenza di esercizio coerentemente ai costi cui i contributi sono correlati; il contributo riscontato concorre a formare il reddito imponibile in quote costanti in dieci esercizi.

Nella nota integrativa è indicato l'ammontare della Riserva che si rende disponibile per effetto dell'imputazione a conto economico dei costi correlati ai contributi medesimi.

A partire dall'esercizio 1998, a seguito delle modifiche apportate all'art. 55 del D.P.R. n. 917/1986, i contributi sono iscritti per intero nei risconti passivi e imputati a conto economico per competenza di esercizio secondo il criterio sopra indicato; i contributi in conto impianti riscontati concorrono a formare il reddito imponibile in quote correlate all'ammortamento dei beni cui si riferiscono, gli altri contributi in conto capitale concorrono in quote costanti in cinque esercizi.

Sulla differenza fra la quota dei risconti per contributi imputata a conto economico per competenza di esercizio e la quota che concorre alla formazione del reddito imponibile sono calcolate, se di ammontare rilevante, le imposte differite o anticipate.

Ratei e risconti

I ratei e risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi comuni a due o più esercizi. I risconti accolgono tra l'altro i contributi in conto capitale conseguiti a partire dal 1° gennaio 1993 di competenza degli esercizi futuri.

☐ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie i costi per la chiusura e l'abbandono dei pozzi (v. punto "Attività mineraria - fondo chiusura e abbandono pozzi"), nonché per lo smantellamento e il ripristino dei siti che si presume di sostenere in occasione della dismissione o dell'attribuzione a una diversa destinazione di raffinerie, depositi, stabilimenti e stazioni di servizio. Questi ultimi costi sono stanziati nell'esercizio in cui si assume la decisione di dismissione o di una diversa destinazione dei beni.

Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili relativamente al fondo manutenzione aeromobili, sono effettuati stanziamenti eccedenti quelli necessari a tener conto degli oneri stimati, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Gli stanziamenti eccedenti sono iscritti nei relativi fondi per rischi e oneri.

☐ Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

L'Eni versa contributi a fondi che si occupano della copertura assistenziale e previdenziale integrativa e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Questi fondi sono previsti da contratti di lavoro nazionali e da accordi sindacali a livello aziendale e non sono gestiti direttamente dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati periodicamente con le stesse organizzazioni sindacali e sono imputati a conto economico quando corrisposti. I principali fondi sono: a favore dei dirigenti, il Fondo Pensione Dirigenti Gruppo Eni (FOPDIRE) e il Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni (FISDE); a favore degli altri dipendenti: il Fondenergia per le prestazioni pensionistiche complementari, il Fondo Integrativo Sanitario (FIS) e il Fondo per le Attività di Solidarietà (FASEN) che promuove e assicura servizi sociali, ricreativi e culturali.

☐ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono indicate in calce allo stato patrimoniale per il loro ammontare nominale; sono escluse le garanzie per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono indicate solo se concesse su debiti o impegni altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate in sede di commento della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti a termine di valuta, swap, future, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono indicati in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamen-

to del contratto; nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso. Gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, etc.) sono indicati in calce allo stato patrimoniale al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono indicati in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a garanzie rilasciate o a impegni assunti non quantificabili sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale; nel medesimo punto sono indicati, quando rilevanti, i rischi relativi a richieste di risarcimenti o a controversie.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per le garanzie in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

☐ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. In particolare il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, generalmente con la consegna alle stazioni di servizio; per tutte le altre vendite, generalmente con la spedizione dagli impianti;
- per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto e la consegna all'utente;
- per i greggi, con la spedizione.

Quando i ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione tutti i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente a quella data.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa più identificare l'utilità futura degli stessi.

☐ Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

☐ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile della società e delle sue controllate residenti in paesi con regimi fiscali privilegiati, proporzionalmente alla partecipazione detenuta, qualora ricorrano le condizioni per la tassazione per imputazione disposta dall'articolo 127 bis del D.P.R. 917/1986; il debito per imposte è rilevato alla voce "Debiti tributari" al netto degli acconti versati, dei crediti d'imposta sui dividendi e delle eccedenze Irpeg acquisite nell'ambito del Gruppo a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 602/1973.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - crediti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

☐ Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dalla Società e la descrizione dei contratti utilizzati sono indicati alla nota n. 15.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta se attribuibili a essa in modo specifico, diversamente concorrono alla determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale come indicato al punto "Crediti e debiti". I contratti derivati di copertura di impegni sono esclusi dalla determinazione del fondo oscillazione cambi ma di essi si tiene conto, fintanto che l'operazione coperta non si realizza, al fine di verificare che non vi siano differimenti di perdite. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura dal rischio prezzo sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando maturate, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli effetti economici dei contratti derivati di copertura di impegni sono sospesi fintanto che l'operazione coperta non si realizza; eventuali differenziali negativi maturati sul contratto derivato sono immediatamente imputati a conto economico se costituiscono un differimento di perdite.

Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente all'attività, passività o impegno oggetto di copertura.

☐ Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento. I costi di ricerca e sviluppo iscritti all'attivo patrimoniale riguardano costi a utilità pluriennale sostenuti per attività di ricerca applicata e sviluppo e sono valutati applicando i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

☐ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive. Sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono i costi ambientali che aumentano la vita utile, la capacità produttiva nonché la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sempreché consentano di conseguire un incremento complessivo della produttività aziendale. I rischi e gli oneri sono stanziati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

☐ Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione. Questi costi sono di natura straordinaria.

☐ Modifica dei criteri contabili

Rispetto all'esercizio precedente è stato modificato il criterio di rilevazione e valutazione dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni illustrati nel paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio. Di seguito sono indicati il criterio adottato e le motivazioni della modifica.

In precedenza, costituendo le stock grant reddito di lavoro dipendente, alla data di assunzione dell'impegno venivano rilevati esclusivamente gli oneri sociali che si prevedeva di sostenere alla data dell'esercizio del diritto nonché la relativa quota di TFR. La sottoscrizione delle nuove azioni era rilevata come operazione patrimoniale alla data della loro emissione. Non vi erano piani di stock grant con utilizzo di azioni proprie.

Relativamente ai piani di stock option, alla data di assunzione dell'impegno non veniva effettuata alcuna rilevazione; alla data di esercizio del diritto, la sottoscrizione di nuove azioni o la cessione di azioni proprie veniva rilevata come operazione patrimoniale.

A partire dagli impegni assunti nell'esercizio 2003, le stock grant e le stock option assegnate ai dirigenti della Società, entrambe rivenienti da azioni proprie, sono rilevate come componente del costo del personale, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono.

Il costo è determinato con riferimento al fair value (valore equo) del diritto assegnato al dipendente e imputato a conto economico pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (vesting period)[1]. Il medesimo criterio di imputazione pro rata temporis è adottato per la rilevazione degli oneri sociali e del TFR relativi ai piani di stock grant.

Il fair value delle stock grant è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel vesting period. Il fair value delle stock grant assegnate nel 2003 è 11,1954 euro. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando il modello Black-Scholes che tiene conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso privo di rischio. Il fair value delle stock option assegnate nel 2003 è di 1,5045 euro.

Il costo delle stock grant con utilizzo di azioni proprie nonché gli oneri sociali e il TFR sono rilevati con contropartita alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri"; il costo relativo alle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Riserva disponibile".

Il fair value dei diritti assegnati ai dirigenti di società controllate dell'Eni SpA a fronte di piani di stock grant con utilizzo di azioni proprie è addebitato alle società presso cui i dirigenti sono a ruolo. Il costo e il relativo addebito sono rilevati rispettivamente alle voci "Oneri finanziari - altri" e "Proventi finanziari - altri".

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani sono iscritte alla voce "Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni" e valutate al minore tra il costo di acquisto e il fair value delle stock grant o, nel caso di stock option, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni.

Complessivamente il costo delle stock grant e delle stock option assegnate ai dirigenti a ruolo dell'Eni SpA nell'esercizio ammonta a 17 milioni di euro, come segue:

- fair value delle stock grant e delle stock option 13
- oneri sociali e TFR sul valore normale delle stock grant 4

Il costo imputato a conto economico, determinato pro rata temporis lungo il vesting period, ammonta a 3 milioni di euro cui si aggiunge la svalutazione delle azioni proprie in portafoglio al servizio dei piani di stock grant di 3 milioni di euro per adeguare il valore di iscrizione al fair value delle stock grant assegnate; in relazione alla deducibilità differita degli oneri imputati a conto economico, sono state rilevate imposte anticipate di 3 milioni di euro.

(1) Per le stock grant, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le stock option; periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

■ Note al bilancio e altre informazioni

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2003	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2003 (1)
Costi di ricerca e di sviluppo		117		(117)			
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	48	22		(37)	20	53	119
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	119	17	(2)	(39)	11	106	168
Avviamento	9			(5)	13	17	58
Immobilizzazioni in corso e acconti	65	68	(4)		(50)	79	
Altre	34	4		(11)	6	33	89
	275	**228**	**(6)**	**(209)**		**288**	**434**

(1) Di cui 5 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione.

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano principalmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (69 milioni di euro) e i costi per il progetto EST - Eni Slurry Technology (48 milioni di euro).

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 53 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 106 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (52 milioni di euro), Caldarosa (31 milioni di euro), nonché di Anemone e Azalea, queste ultime acquisite nel 2003 (7 milioni di euro). L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, nell'esercizio si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata (gli ammortamenti eccedenti ammontano al 31 dicembre 2003 a 7 milioni di euro). Gli incrementi di 17 milioni di euro comprendono rivalutazioni effettuate a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 per 5 milioni di euro. Le rivalutazioni sono state effettuate mediante aumento del valore di iscrizione dei beni in contropartita alla specifica riserva di rivalutazione per ammontare corrispondente alle rettifiche di valore operate al solo fine di ottenere benefici fiscali così come risultanti dalla nota integrativa al bilancio al 31 dicembre 2002.

L'*avviamento* di 17 milioni di euro riguarda le somme corrisposte a tale titolo in occasione dell'acquisto di rami d'azienda.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 79 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 33 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione e le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri (16 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2003	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2003 (1)
Terreni e fabbricati	445	30	(100)	(20)	25	380	448
Impianti e macchinario	2.278	1.423	(65)	(1.426)	411	2.621	12.580
Attrezzature industriali e commerciali	16	33		(9)	18	58	119
Altri beni	78	1		(29)	22	72	276
Immobilizzazioni in corso e acconti	748	603	(27)		(476)	848	
	3.565	**2.090**	**(192)**	**(1.484)**		**3.979**	**13.423**

(1) Di cui 335 riferiti al fondo svalutazione.

Gli incrementi di 2.090 milioni di euro comprendono la rivalutazione effettuata a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 per 1.291 milioni di euro. La rivalutazione ha interessato in particolare gli impianti e il macchinario (1.230 milioni di euro) ed è stata effettuata mediante aumento del valore di iscrizione dei beni per ammontare corrispondente alle rettifiche di valore operate al solo fine di ottenere benefici fiscali così come risultanti dalla nota integrativa del bilancio 2002, dedotte quelle relative ai beni ceduti, radiati o conferiti. Informazioni sulla rivalutazione e sugli investimenti effettuati nell'esercizio sono fornite nella Relazione sulla gestione (v. rispettivamente "Andamento operativo - Investimenti tecnici" e "Commento ai risultati economico-finanziari - Patrimonio netto").

I *terreni e fabbricati* (380 milioni di euro) riguardano terreni (180 milioni di euro), fabbricati industriali e commerciali (183 milioni di euro) e fabbricati civili (16 milioni di euro).

Gli *impianti e macchinario* (2.621 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.446 milioni di euro), impianti di distribuzione carburanti (569 milioni di euro) e impianti di raffinazione (335 milioni di euro).

Gli *altri beni* (72 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'hardware (56 milioni di euro) e la flotta aerea (14 milioni di euro).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (848 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, grandi ristrutturazioni e potenziamento impianti della rete commerciale, interventi di ampliamento delle strutture di raffineria e in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.

I decrementi riguardano la cessione di rami d'azienda, in particolare stazioni di servizio (78 milioni di euro), la cessione di un terreno ubicato nel Comune di Rho (64 milioni di euro), nonché la devoluzione gratuita di stazioni di servizio autostradali al termine della concessione (44 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

Le immobilizzazioni materiali comprendono beni gratuitamente devolvibili per 129 milioni di euro, di cui 121 riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 8 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Le richieste di contributi in corso ammontano a 5 milioni di euro.

Sulle immobilizzazioni sono iscritte ipoteche a garanzia di mutui concessi che al 31 dicembre 2003 hanno un valore nominale di 114 milioni di euro; alla stessa data l'impegno effettivo ammonta a 26 milioni di euro. Il valore contabile delle immobilizzazioni su cui sono costituite le garanzie ammonta a 105 milioni di euro.

I fondi ammortamento e svalutazione di 13.423 milioni di euro comprendono ammortamenti stanziati al fine di ottenere benefici fiscali per 807 milioni di euro. Le variazioni intervenute nell'esercizio sono indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Riclassifiche	Stanziamenti	Decrementi	Valore al 31.12.2003
Terreni e fabbricati	2	29	3	(29)	5
Impianti e macchinario	1.292	(29)	805	(1.267)	801
Attrezzature industriali e commerciali	33			(33)	
Altri beni	2			(1)	1
	1.329		**808**	**(1.330)**	**807**

I decrementi riguardano essenzialmente gli ammortamenti eccedenti riassorbiti a seguito: (i) della rivalutazione del costo dei beni effettuata a norma della legge 342/2000 (1.291 milioni di euro); (ii) di cessioni, radiazioni e conferimenti (24 milioni di euro); (iii) dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito (c.d. "rigiro") (9 milioni di euro).

Impianti e macchinario

(milioni di €)	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2003
Saldo iniziale	**13.873**	**(11.291)**	**(304)**	**2.278**
Movimenti dell'esercizio				
Incrementi per:				
- acquisizioni	193			193
- rivalutazione	1.230			1.230
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	411			411
Decrementi per:				
- ammortamenti		(1.426)		(1.426)
- svalutazioni			(16)	(16)
- conferimenti	(17)	17		
- cessioni e radiazioni	(489)	436	4	(49)
Saldo finale	**15.201**	**(12.264)**	**(316)**	**2.621**

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

	Leggi di rivalutazione		Rivalutazioni volontarie		Disavanzi di fusione	
(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Immobilizzazioni materiali						
Terreni e fabbricati						
- costo	260	216	6	6	16	15
- fondo ammortamento e svalutazione	(94)	(93)	(6)	(6)	(6)	(6)
	166	**123**			**10**	**9**
Impianti e macchinario						
- costo	1.725	2.922	23	16	1.529	1.516
- fondo ammortamento e svalutazione	(1.393)	(2.150)	(23)	(16)	(1.498)	(1.499)
	332	**772**			**31**	**17**
Attrezzature industriali e commerciali						
- costo	8	40			2	2
- fondo ammortamento e svalutazione	(4)	(7)			(2)	(2)
	4	**33**				
Altri beni						
- costo	66	54			10	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(38)	(36)			(10)	(10)
	28	**18**				
Immobilizzazioni immateriali						
Concessioni						
- costo	12	17				
- fondo ammortamento e svalutazione	(6)	(7)				
	6	**10**				
Totale						
- costo	2.071	3.249	29	22	1.557	1.543
- fondo ammortamento e svalutazione	(1.535)	(2.293)	(29)	(22)	(1.516)	(1.517)
	536	**956**			**41**	**26**

Le leggi di rivalutazione riguardano:

(milioni di €)

Leggi	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
D.L. 14.02.1948	..	..	..
Legge n. 576/1975	59	(56)	3
Legge n. 72/1983	182	(165)	17
Legge n. 413/1991	93	(60)	33
Legge n. 342/2000	2.915	(2.012)	903
	3.249	**(2.293)**	**956**

Le rivalutazioni volontarie riguardano rivalutazioni effettuate dalla Mach SpA incorporata dall'AgipPetroli nel 1982.

I disavanzi di fusione riguardano le incorporazioni delle seguenti società:

(milioni di €)

Società	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
Agip SpA in Eni SpA	1.408	(1.408)	
Agip Raffinazione SpA in AgipPetroli SpA	26	(26)	
IP SpA in AgipPetroli SpA	109	(83)	26
	1.543	**(1.517)**	**26**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Riclassifiche	Interventi sul capitale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2003
Partecipazioni in:							
- imprese controllate	17.292	2	997	2.584	(84)	(860)	19.931
- imprese collegate	373	(2)	9	442		(115)	707
- altre imprese	9				(1)		8
	17.674		**1.006**	**3.026**	**(85)**	**(975)**	**20.646**

Gli interventi sui capitali delle società controllate (997 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'Eni Exploration BV (387 milioni di euro), la Syndial SpA (ex EniChem SpA, 367 milioni di euro) e l'Eni International BV (222 milioni di euro).

Le acquisizioni e sottoscrizioni (3.026 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'acquisto sul mercato del 56,04% di Italgas SpA (2.569 milioni di euro, inclusi i costi accessori) a seguito dell'offerta pubblica di acquisto e del 50% della Unión Fenosa Gas SA (442 milioni di euro).

Le alienazioni (85 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) l'attribuzione gratuita di azioni Snam Rete Gas SpA a seguito dell'esercizio della Bonus Share (31 milioni di euro)[2]; (ii) la cessione alla Syndial SpA della partecipazione (100%) nella Territorio e Impresa SpA (22 milioni di euro); (ii) la cessione alla Sofid SpA della partecipazione (100%) in Eni Servizi Amministrativi SpA (12 milioni di euro); (iii) la cessione alla EniTecnologie SpA della partecipazione (100%) in Eurosolare SpA (12 milioni di euro).

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 975 milioni di euro (al netto delle rivalutazioni di 3 milioni di euro) è indicata alla nota n. 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

La riclassifica riguarda la partecipazione nel Consorzio SET (50% Eni).

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2003, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della presente nota. L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella che segue:

(2) L'OPVS prevedeva, quale incentivo per l'adesione dell'offerta, il diritto all'attribuzione gratuita di 10 azioni ordinarie Snam Rete Gas ogni 100 azioni assegnate, fino a un massimo di 300 azioni, agli assegnatari di azioni Snam Rete Gas che avessero conservato la titolarità ininterrottamente per 18 mesi dal 6 dicembre 2001 (data di pagamento delle azioni).

Partecipazioni possedute al 31.12.2003

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2003 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2003 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in:									
imprese controllate									
Afi Hotel Ltd (in liquidazione)	Londra	EUR	1.032.920,00	100,00000	2		2	2	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000,00	100,00000	4		4	5	1
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000,00	100,00000	4		4	23	19
AgipRete SpA	Roma	EUR	15.480.000,00	100,00000	15		15	29	14
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	EUR	912.000,00	88,48850	..		..	..	
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000,00	21,48214	5		5	33	28
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	EUR	26.000,00	70,00000	..		..	..	
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	97.607,00	50,00000	..		..	..	
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	S. Martino Trecate	EUR	5.680.950,00	50,00000		15	(15)	(15)	
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000,00	100,00000	48		48	173	125
Energy Maintenance Services SpA	S. Donato Mil.	EUR	9.020.216,00	49,99999	5		5	5	
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000,00	10,20000	1		1	1	
Eni Corporate University SpA	S. Donato Mil.	EUR	3.360.000,00	100,00000	3		3	3	
Eni Exploration BV	Amsterdam	EUR	50.000.015,00	100,00000	589		589	235	(354)
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	51		51	51	
Eni International Resources Ltd	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..		..	..	
Eni International BV	Amsterdam	EUR	621.516.190,00	99,66747	4.137		4.137	4.218	81
Eni Investments Plc	Londra	GBP	2.750.050.000,00	99,99999	3.568		3.568	3.311	(257)
Eni Medio Oriente SpA	S. Donato Mil.	EUR	824.000,00	100,00000	1		1	1	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	200.000,00	100,00000	..		..	..	
Eni Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000,00	100,00000	649		649	783	134
Eni Portugal Investment SpA	S. Donato Mil.	EUR	321.240.000,00	100,00000	716		716	647	(69)
EniData SpA	S. Donato Mil.	EUR	16.770.000,00	81,00000	11		11	25	14
EniPower SpA	S. Donato Mil.	EUR	589.697.849,94	100,00000	595		595	612	17
EniTecnologie SpA	S. Donato Mil.	EUR	28.612.000,00	100,00000	31		31	34	3
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000,00	9,27850	..		..	4	4
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000,00	18,18210	3		3	3	
Hotel Assets Ltd	Londra	GBP	44.005.000,00	100,00000	11		11	11	
Immobiliare Est SpA	S. Donato Mil.	EUR	25.820.000,00	100,00000	20		20	20	
Italiana Petroli SpA	Genova	EUR	39.767.747,84	100,00000	40		40	46	6
LNG Shipping SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	240.900.000,00	100,00000	285		285	301	16
Padana Assicurazioni SpA	S. Donato Mil.	EUR	15.600.000,00	26,75000	5		5	42	37
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000,00	100,00000	1.074		1.074	1.074	

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2003 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2003 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
Partecipazioni possedute al 31.12.2003									
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479,00	100,00000	74		74	99	25
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660,00	100,00000	92		92	85	(7)
Re.Gas Srl	Brescia	EUR	5.409.000,00	100,00000	5		5	5	
Saipem SpA	S. Donato Mil.	EUR	440.713.700,00	42,93193	428		428	558	130
Servizi Aerei SpA	S. Donato Mil.	EUR	15.000.000,00	100,00000	15		15	17	2
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000,00	100,00000	2		2	2	
Servizi Turistici Grantour SpA	S. Donato Mil.	EUR	1.548.000,00	100,00000	4		4	5	1
Sieco SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	13.427.419,08	52,00000	7		7	15	8
Snamprogetti SpA	S. Donato Mil.	EUR	103.200.000,00	100,00000	93		93	276	183
Snam Rete Gas SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	1.955.000.000,00	59,12241	2.886		2.886	3.360	474
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	97,06300	237		237	298	61
Società Finanziaria Eni - Enifin SpA	S. Donato Mil.	EUR	130.000.000,00	100,00000	253		253	321	68
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	Torino	EUR	348.523.506,00	99,75239	2.923		2.923	3.598	675
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Mil.	EUR	37.980.800,00	99,96413	36		36	105	69
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	152.205.500,00	100,00000	1.136		1.136	1.400	264
Syndial SpA	S. Donato Mil.	EUR	397.760.692,00	99,99920	257		257	257	
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000,00	45,00000	5		5	10	5
Tigaz Rt	Hajduszoboszlo	HUF	17.000.000.000,00	10,00000	28		28	16	(12)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	EUR	1.098.000,00	100,00000	52		52	73	21
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000,00	50,00000	31		31	65	34
Totale imprese controllate					**20.437**	**15**	**20.422**	**22.242**	**1.820**
Imprese collegate									
Albacom SpA	Roma	EUR	248.720.235,00	34,99999	0	13	(13)	(13)	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl (2)	Priolo Gargallo	EUR	31.275.000,00	28,00000	100		100	100	
Erg Nuove Centrali Srl	Siracusa	EUR	10.000,00	28,00000	..		..	..	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400,00	49,00000	..		..	..	
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300,00	50,00000	..		..	..	
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	EUR	9.546.000,00	20,00000	0		0	0	0
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500,00	50,00000	..		..	1	1
Raffineria di Milazzo ScpA	Roma	EUR	171.143.000,00	50,00000	135		135	135	
Saccne Rete Srl	Barcellona	EUR	2.200.000,00	49,00000	4		4	4	
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000,00	25,00000	..		..	..	
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	50,00000	25		25	47	22
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000,00	0,00020	..		..	..	
Unión Fenosa Gas SA	Madrid	EUR	32.772.000,00	50,00000	442		442	222	(220)
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (3)	Marghera	EUR	8.736.495,00	2,85698	1		1	1	
					707	**13**	**694**	**497**	**(197)**
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie					**(506)**		**(506)**		**506**
Totale imprese controllate e collegate					**20.638**	**28**	**20.610**	**22.739**	**2.129**

(1) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
(2) Il valore netto di bilancio al 31 dicembre 2003 e il valore di patrimonio netto corrispondono al prezzo del put nei confronti della Erg SpA.
(3) L'ultimo bilancio disponibile è al 31 dicembre 2002.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità fatta eccezione: (i) per la partecipazione nella Nuovo Pignone Holding SpA (4,66319% Eni) oggetto di una opzione (call) concessa alla General Electric Co per l'acquisto della totalità delle azioni possedute; l'Eni a sua volta ha l'opzione di cedere le azioni possedute (put) alla General Electric Co; (ii) per la partecipazione nella Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni) oggetto di una opzione (call) concessa alla Erg SpA per l'acquisto della totalità delle azioni possedute; l'Eni a sua volta ha l'opzione di cedere le azioni possedute (put) alla stessa Erg SpA, esercitabile dal 1° al 30 novembre 2006.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Eni Exploration BV, il cui valore di iscrizione di 589 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 354 milioni di euro;
- Eni Portugal Investment SpA, il cui valore di iscrizione di 716 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 69 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 92 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 7 milioni di euro (nel 2003 la società ha subito gli effetti negativi della fermata connessi al sequestro dei serbatoi – v. la nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi - Ambiente" della nota integrativa al bilancio consolidato);
- Tigaz Rt, il cui valore di iscrizione di 28 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 12 milioni di euro;
- Unión Fenosa Gas SA, il cui valore di iscrizione di 442 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 220 milioni di euro.

Relativamente all'Eni Investments Plc, che possiede il 100% della Eni Lasmo Plc - Londra, la partecipazione è iscritta a un valore superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto (257 milioni di euro) in considerazione della natura non durevole di parte della perdita di valore derivante dall'andamento del cambio della sterlina rispetto all'euro e al dollaro (moneta di conto di alcune controllate Lasmo). La parte considerata non durevole del deprezzamento delle due monete estere è ottenuta dalla differenza tra il cambio al 31 dicembre 2003 e i cambi utilizzati nel piano quadriennale dell'Eni che prevede un tasso di cambio medio euro/sterlina di 0,686 e dollaro/sterlina di 0,263. Il bilancio 2003 di Eni Lasmo Plc redatto secondo i principi di Gruppo chiude con l'utile di 87 milioni di euro. Lo stesso criterio è utilizzato per determinare la perdita durevole di valore della partecipazione nell'Eni International Bank Ltd dovuta all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; l'eccedenza del valore di iscrizione rispetto al patrimonio netto di 7 milioni di euro rappresenta la parte della perdita di valore considerata non durevole. Il bilancio 2003 della società chiude con l'utile netto di 5 milioni di euro.

Le partecipazioni sono iscritte al netto delle svalutazioni stanziate al solo fine di ottenere benefici fiscali per 506 milioni di euro. L'analisi per società è indicata nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Stanziamenti	Decrementi (1)	Valore al 31.12.2003
Eni Exploration BV		280		280
Polimeri Europa SpA	147			147
Eni Investments Plc		45		45
Eni Portugal Investment SpA		34		34
Syndial SpA	56		(56)	
	203	**359**	**(56)**	**506**

(1) Il decremento indica l'ammontare delle svalutazioni eccedenti riassorbite a fronte delle svalutazioni per perdite di valore.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazioni dei disavanzi di fusione

	Leggi di rivalutazione		Disavanzi di fusione		Legge n. 292/1993	
(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Trans Mediterranean Pipeline Co Ltd (1)	6	6				
Italgas SpA (1)	4	4				
Seram SpA (1)	..	..				
Saipem SpA (1)	3	3	245	245		
Eni International BV					487	487
Sofid SpA	1	1			141	141
Snamprogetti SpA	2	2			8	8
Fiorentina Gas SpA (1)	..	..				
	16	**16**	**245**	**245**	**636**	**636**

(1) Legge 72/1983.

La rivalutazione di cui alla legge n. 292/1993 riguarda la determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. I "Disavanzi di fusione" riguardano la rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Riclassifiche (*)	Concessioni e acquisizioni	Riscossioni e cessioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2003
Crediti verso imprese controllate	34	18		(12)		40
Crediti verso imprese collegate	1					1
Crediti verso altri	10		5	(7)		8
	45	**18**	**5**	**(19)**		**49**

(*) La riclassifica riguarda il fondo svalutazione crediti effettuato per ottenere benefici fiscali di 18 milioni di euro imputato in detrazione dei crediti dell'attivo circolante.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 3 milioni di euro.

I *crediti verso imprese controllate* (40 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso Snam Rete Gas SpA (21 milioni di euro) e Stoccaggi Gas Italia SpA (7 milioni di euro).

I *crediti verso altri* (8 milioni di euro) riguardano essenzialmente il deposito presso un istituto bancario (5 milioni di euro) su cui esiste un vincolo quinquennale connesso all'esercizio del diritto di acquisto relativo all'OPA sulle azioni Italgas (squeeze out).

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002				Valore netto al 31.12.2003			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Crediti verso imprese controllate	11	23	34	1	9	31	40	
Crediti verso imprese collegate	1		1		1		1	
Crediti verso altri	5	5	10		3	5	8	
	17	**28**	**45**	**1**	**13**	**36**	**49**	

Immobilizzazioni finanziarie - Altri titoli

Ammontano a 20 milioni di euro e riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985.

Immobilizzazioni finanziarie - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 2.872 milioni di euro hanno carattere di investimento permanente. Nell'esercizio sono state acquistate n. 23.944.898 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,60% del capitale sociale, per il corrispettivo di 329 milioni di euro (in media 13,761 euro per azione), di cui 21.500.000, classificate alla voce "Attivo circolante - Azioni proprie", al servizio del piano di stock option 2002-2004 (15 milioni) e del piano di stock grant 2003-2005 (6,5 milioni), come da delibera delle assemblee dell'Eni, rispettivamente del 30 maggio 2002 e del 30 maggio 2003 (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione).

Alla data del 31 dicembre 2003 le azioni proprie in portafoglio immobilizzate sono n. 209.141.953, pari al 5,22% del capitale sociale, per un costo di 2.872 milioni di euro (in media 13,736 euro per azione). Il numero di azioni indicato è al netto di 13 azioni date in concambio agli ex azionisti della Snam SpA incorporata nel 2002 (l'Assemblea del 1° giugno 2001 ha autorizzato allo scopo l'utilizzo di 62 azioni proprie).

L'analisi delle azioni proprie in portafoglio per anno di acquisizione è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione.

4 Attivo circolante - rimanenze

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Decrementi per conferimenti	Variazioni di esercizio	Valore netto al 31.12.2003
Materie prime, sussidiarie e di consumo	323	(3)	18	338
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	33		(3)	30
Lavori in corso su ordinazione	9		(8)	1
Prodotti finiti e merci	1.064	(4)	(178)	882
	1.429	**(7)**	**(171)**	**1.251**

I decrementi per conferimenti riguardano la cessione del ramo d'azienda "Bordolano" alla Stoccaggi Gas Italia SpA (4 milioni di euro) e il conferimento a Energy Maintenance Services SpA del ramo d'azienda "Manutenzione operativa Italia" (3 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2003 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per *le materie prime sussidiarie e di consumo* da greggio (263 milioni di euro);
- per *i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati* da nafte in deposito presso le raffinerie (30 milioni di euro);
- per *i prodotti finiti e merci*, da prodotti petroliferi depositati presso le raffinerie e i depositi (501 milioni di euro) e da gas naturale depositato presso Stoccaggi Gas Italia SpA (381 milioni di euro).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 17 milioni di euro:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Decrementi per conferimenti	Stanziamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2003
Materie prime, sussidiarie e di consumo	18			(2)	16
Prodotti finiti e merci	3			(2)	1
Totale	**21**			**(4)**	**17**

La differenza tra il valore delle rimanenze sulla base del costo corrente alla chiusura dell'esercizio e il valore iscritto nell'attivo circolante (cosiddetta "Riserva LIFO") ammonta a 575 milioni di euro ed è relativa principalmente ai prodotti petroliferi (401 milioni di euro), ai greggi (126 milioni di euro) e al gas naturale (48 milioni di euro).

Nel valore delle rimanenze al 31 dicembre 2003 sono comprese scorte d'obbligo di riserva di prodotti petroliferi per un valore di iscrizione di 618 milioni di euro.

5 Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è indicata nella tabella seguente:

	Valore netto al 31.12.2002			Valore netto al 31.12.2003		
(milioni di €)	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)	Totale	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)	Totale
Crediti commerciali verso:						
- clienti	3.450	48	3.498	3.384	70	3.454
- imprese controllate	1.316		1.316	1.986		1.986
- imprese collegate	172	1	173	105		105
- altri	7		7		23	23
	4.945	**49**	**4.994**	**5.475**	**93**	**5.568**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari						
. altri	76		76	382		382
- imprese collegate:						
. finanziari	14		14	54		54
. altri				4		4
- controllante						
- altri	840	1.771	2.611	588	1.857	2.445
	930	**1.771**	**2.701**	**1.028**	**1.857**	**2.885**

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

Al 31 dicembre 2002 e 2003 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti e del fondo svalutazione crediti per interessi di mora (238 milioni di euro). Le svalutazioni effettuate nell'esercizio per ottenere benefici fiscali ammontano a 16 milioni di euro.

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Riclassifiche (1)	Stanziamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2003
Crediti					
- verso clienti	158	28	30	(26)	190
- verso imprese controllate			3		3
- verso imprese collegate	25	(8)			17
- verso altri	137	(2)		(107)	28
Totale	**320**	**18**	**33**	**(133)**	**238**

(1) Le riclassifiche di 18 milioni di euro riguardano il fondo svalutazione crediti effettuato per ottenere benefici fiscali precedentemente imputato in detrazione dei crediti immobilizzati.

I *crediti commerciali verso clienti* di 3.454 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi (1.843 milioni di euro) e di gas naturale (1.599 milioni di euro). I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti effettuato per ottenere benefici fiscali di 85 milioni di euro.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 1.986 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi (964 milioni di euro), per la maggior parte nei confronti di AgipFuel SpA (700 milioni di euro) e Italiana Petroli SpA (78 milioni di euro) e i crediti derivanti dalla cessione di gas naturale (701 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese collegate* di 105 milioni di euro riguardano principalmente i crediti verso Blue Stream Pipeline Co Ltd (51 milioni di euro) per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima e i crediti per la cessione di gas naturale alla Promgas SpA (21 milioni di euro).

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 382 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti per dividendi da ricevere dalla Stoccaggi Gas Italia SpA (323 milioni di euro), gli indennizzi dovuti dalla Padana Assicurazioni (46 milioni di euro) e i crediti per cessioni di complessi di immobili e di partecipazioni nei confronti della Syndial SpA (12 milioni di euro).

I *crediti diversi verso altri* di 2.445 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (1.203 milioni di euro); (ii) i crediti per imposte anticipate (1.049 milioni di euro); (iii) i crediti verso partner in joint venture nelle quali l'Eni è operatore per attività svolte nel loro interesse (68 milioni di euro); (iv) i contributi già deliberati dagli enti concedenti (33 milioni di euro).

I crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato di 1.203 milioni di euro si analizzano come segue:

- crediti diversi: 47 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti per Iva, crediti per accise, imposte di consumo e altre imposte indirette;
- crediti di imposta: 1.156 milioni di euro, così costituiti:

(milioni di €)	
Crediti di imposta chiesti a rimborso	508
Crediti di imposta eccedenti le imposte dovute per il 2003	366
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	275
Altri crediti	21
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)
	1.156

L'incremento dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2002 di 36 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)	
Crediti al 31 dicembre 2002	**1.120**
Imposte dell'esercizio	(739)
Crediti di imposta su dividendi	141
Acconti versati	610
Interessi sui crediti di imposta	19
Crediti acquistati da società del Gruppo	5
Crediti al 31 dicembre 2003	**1.156**

In relazione alla conclusione del contenzioso di seguito descritto, sono stati stralciati crediti d'imposta per 107 milioni di euro (comprensivi degli interessi maturati al 31 dicembre 2002 di 46 milioni di euro) in contropartita al fondo svalutazione crediti di pari ammontare, corrispondenti a parte del rimborso chiesto per l'Irpeg relativa all'esercizio 1988. Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio predetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, la Società ha proposto ricorso e le Commissioni Tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e successivamente la Commissione Centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni. L'Amministrazione finanziaria dello Stato ha proposto ricorso davanti alla Corte di Cassazione che ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte Costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di legittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativo all'esercizio 1988. La Corte Costituzionale ha respinto la questione sollevata e la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso dell'Amministrazione finanziaria ponendo termine al giudizio.

I crediti per imposte anticipate nette di 1.049 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali di seguito analizzati:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Imposte sul reddito anticipate su:		
- fondi rischi e oneri	580	588
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	470	563
- ammortamenti e svalutazioni non detraibili	45	66
- altre	29	15
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati imputati a riserva	(107)	(136)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(51)	(40)
- altre	(5)	(7)
	961	**1.049**

Le imposte anticipate per svalutazione di partecipazioni riguardano l'Irpeg/Ires corrispondente alla parte della svalutazione la cui deducibilità è differita per quote costanti in cinque esercizi come previsto dal D.L. n. 209/2002.

Nella determinazione delle imposte anticipate e differite è stata considerata l'aliquota Irpeg/Ires del 33% e l'aliquota Irap del 4,25%.

6 Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Attivo circolante - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 292 milioni di euro riguardano n. 21.426.500 azioni proprie, pari allo 0,54% del capitale sociale, derivanti da n. 21.500.000 azioni acquistate nel corso dell'esercizio al servizio di piani di stock option e di stock grant (v. il paragrafo "Immobilizzazioni finanziarie - Azioni proprie" della nota n. 3), dedotte n. 59.500 azioni relative a n. 59.500 diritti decaduti del piano di stock option 2002 e n. 14.000 azioni cedute a titolo gratuito a seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro.

Le azioni proprie riguardanti gli impegni di cessione a titolo gratuito assunti nell'esercizio (n. 1.206.000 azioni) sono state svalutate di 3 milioni di euro per adeguare il valore di iscrizione (13,761 euro) al fair value dei diritti assegnati (11,1954 per azione). Il costo rappresentato dal fair value delle azioni assegnate ai dirigenti a ruolo della Società è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period in contropartita alla voce "Altri fondi"; alla stessa voce è imputato il fair value delle azioni assegnate ai dirigenti delle controllate in contropartita alla voce "Oneri finanziari" (il fair value è addebitato alle società di appartenenza in contropartita alla voce "Proventi finanziari").

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option e di stock grant sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Attivo circolante - Altri titoli

Gli *altri titoli* di 234 milioni di euro riguardano essenzialmente Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta (230 milioni di euro) e sono oggetto di un contratto di prestito con Enifin SpA. Il valore medio di mercato dei Certificati di Credito del Tesoro del mese di dicembre 2003 è di 234 milioni di euro.

7 Disponibilità liquide

Le *disponibilità liquide* (274 milioni di euro) diminuiscono di 2.155 milioni di euro a seguito essenzialmente degli esborsi connessi all'OPA sulle azioni Italgas (2.569 milioni di euro).

8 Ratei e risconti attivi

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Noleggi e locazioni	17	10
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate	5	4
- su titoli di Stato (CCT)	5	3
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	1	5
Disaggio su prestiti	1	3
Altri ratei e risconti attivi	27	31
	56	**56**

I ratei e risconti attivi a breve termine ammontano a 44 milioni di euro (56 milioni di euro al 31 dicembre 2002). I ratei e risconti attivi aventi durata superiore a 5 anni ammontano a 6 milioni di euro.

9 Patrimonio netto

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Capitale sociale	4.002	4.003
Riserve di rivalutazione:	8.872	9.923
- legge n. 576/1975	..	..
- legge n. 72/1983	3	3
- legge n. 408/1990	2	2
- legge n. 413/1991	39	39
- legge n. 342/2000	8.785	9.836
- legge n. 448/2001	43	43
Riserva legale	959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	2.838	3.164
Altre riserve:	5.947	6.667
- riserva per acquisto azioni proprie	2.562	2.233
- riserva da avanzo di fusione	1.390	
- riserva disponibile	758	3.050
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001	560	775
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986	366	366
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84	84
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986	67	..
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	62
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	19
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	4	3
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Utile dell'esercizio	3.880	2.850
	26.498	**27.566**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2003, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.002.922.176 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,32%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 10%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 230.568.453 azioni, pari al 5,76%, di proprietà dell'Eni; (iv) n. 2.558.622.108 azioni, pari al 63,92%, di proprietà di altri azionisti[3]. In data 12 dicembre 2003 il Ministero dell'economia e delle finanze ha ceduto alla Cassa depositi e prestiti SpA n. 400.288.338 azioni Eni, godimento 1° gennaio 2004.

Nel corso del 2003 sono state emesse n. 1.108.150 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2000 (n. 1.035.750 azioni) e di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro (n. 72.400 azioni) (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione).

Secondo quanto dispone l'art. 123, comma 4, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam e Somicem di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate ad aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale dell'Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Irpeg/Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 473 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, quella di cui alla legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, quella di cui alla legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro e quella di cui alla legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro.

(3) Al 31 dicembre 2003, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizioni, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Riserve di rivalutazione

Le riserva di rivalutazione legge n. 342/2000 come modificata dalla legge 24 dicembre 2003 n. 350 (9.836 milioni di euro) aumenta di 1.051 milioni di euro a seguito dell'imputazione del saldo tra l'aumento del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (1.296 milioni di euro) e l'imposta sostitutiva dovuta (245 milioni di euro). Questa riserva, così come le altre, è in sospensione di imposta ai soli fini Irpeg/Ires. Parte delle riserve (7.997 milioni di euro) derivano dalla ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate, illustrata nella nota integrativa del bilancio 2002, effettuata in conformità al disposto dell'art. 123, ora 172, del D.P.R. n. 917/1986.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,03 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 30 maggio 2003 di imputare alla riserva l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea. La riserva legale include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale").

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La riserva per azioni proprie in portafoglio di 3.164 milioni di euro è a fronte del valore di iscrizione di n. 230.568.453 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2003 iscritto quanto a 2.872 milioni di euro nelle immobilizzazioni finanziarie e quanto a 292 milioni di euro nell'attivo circolante. L'incremento di 326 milioni di euro è dovuto alla riclassifica dalla riserva per acquisto azioni proprie di 329 milioni di euro, parzialmente assorbito dalla riclassifica di 3 milioni di euro alla riserva disponibile a seguito della svalutazione delle azioni proprie iscritte all'attivo circolante al fair value delle stock grant assegnate.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva per acquisto azioni proprie:* 2.233 milioni di euro, con una diminuzione di 329 milioni di euro connessa alla riclassifica alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" del costo di n. 23.944.898 azioni proprie acquistate nell'esercizio (v. il paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione);
- *riserva da avanzo di fusione:* diminuisce di 1.390 milioni di euro a seguito della riclassifica alla riserva disponibile. La riserva accoglieva l'avanzo di fusione derivante dalle incorporazioni avvenute nell'esercizio 2002 di AgipPetroli, Snam e Somicem, al netto della ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta. La riclassifica è in applicazione dei criteri previsti dall'art. 172, comma 6, del D.P.R. 917/1986 che considera tale riserva come riserva di utili;
- *riserva disponibile:* 3.050 milioni di euro con un incremento di 2.292 milioni di euro dovuto: (i) alla riclassifica della "Riserva da avanzo di fusione" di 1.390 milioni di euro; (ii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2002 da parte dell'Assemblea del 30 maggio 2003 di 789 milioni di euro; (iii) alla riclassifica rispettivamente di 67 milioni di euro dalla riserva "Ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" e di 43 milioni di euro dalla "Riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001" a seguito rispettivamente dei conferimenti dei beni cui si riferiscono le riserve e del rigiro degli ammortamenti; (iv) alla riclassifica dalla riserva per azioni proprie in portafoglio di 3 milioni di euro a seguito della svalutazione delle azioni proprie iscritte nell'attivo circolante al fair value delle stock grant assegnate; (v) all'imputazione a conto economico del costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio di 0,6 milioni di euro in contropartita alla presente riserva (v. paragrafo "Modifica dei criteri contabili" del capitolo "Criteri di valutazione");
- *riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001:* 775 milioni di euro. Accoglie la riclassifica dalla "Riserva per ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" al 31 dicembre 2001 dell'Eni e delle società incorporate AgipPetroli e Somicem e quella costituita nel bilancio 2002 dall'Eni. Come illustrato alla voce patrimonio netto del capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione, la Società si è avvalsa, come nell'esercizio precedente, della facoltà già prevista dall'art. 4 della legge n. 448/2001 relativamente all'esercizio 2001 e prorogata all'esercizio 2002 dall'art. 3 del decreto legge n. 282/2002, di affrancare ai soli fini Irpeg/Ires la riserva per ammortamenti anticipati al fine di ottenere la corrispondente rivalutazione dei valori fiscali riconosciuti. L'incremento della riserva di 258 milioni di euro è dovuto alla riclassifica della riserva per ammortamenti anticipati costituita nell'esercizio 2002. Questo incremento è stato parzialmente assorbito dal "rigiro" degli ammortamenti che ha comportato la riclassifica alla riser-

va disponibile di 43 milioni di euro. La riserva è in sospensione ai soli fini Irap ed è vincolata per 59 milioni di euro al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992. Il suddetto importo è riferito ai seguenti progetti di investimento: ammodernamento raffineria di Taranto per 24 milioni di euro, ammodernamento raffineria di Gela per 21 milioni di euro, ammodernamento raffineria di Priolo per 11 milioni di euro, ammodernamento deposito di Palermo per 2 milioni di euro, ammodernamento deposito di Vibo Valentia per 1 milione di euro;

- *riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986:* 366 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione d'imposta ai soli fini Irpeg/Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 (ora 88) del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo. La riserva è disponibile per 353 milioni di euro a seguito dell'ammortamento e delle cessioni/conferimenti dei beni cui i contributi si riferiscono;

- *riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967:* 84 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip che rileva gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera;

- *riserva art. 14 legge n. 342/2000:* 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Irpeg/Ires;

- *riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986:* 0,05 milioni di euro. La riserva, in sospensione di imposta ai fini Irpeg/Ires e Irap diminuisce di 67 milioni di euro riclassificati alla riserva disponibile perché relativi a beni per i quali il vincolo fiscale è stato trasferito già nel corso dell'esercizio 2002 ad altri soggetti a seguito di conferimenti effettuati in regime di continuità dei valori. La ricostituzione della riserva in sospensione di imposta nel bilancio 2002, come indicato nella relativa nota integrativa, era avvenuto solo in via cautelativa;

- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986:* 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986-1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato;

- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983:* 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip che rileva le plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Irpeg/Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;

- *riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile:* 3 milioni di euro;

- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993:* 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondo Energia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5 e 0,2 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 123, quarto comma, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001, rispettivamente delle incorporate AgipPetroli e Snam. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Irpeg/Ires.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	Altre riserve di rivalutazione	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva da avanzo di fusione	Riserva ammortamenti anticipati legge 448/2001	Riserva da conferimenti in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986	Riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1987	Riserva ex art. 14 legge n. 342/2000	Conferimenti dello Stato leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR	Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva disponibile	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2001	4.001	875		959	2.068	1.332			32	84	74	62	103	19	3		3.514	2.250	15.376
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)																	(757)	(2.119)	(2.876)
Attribuzione riserva ammortamenti anticipati													131					(131)	
Incremento riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.															2		(2)		
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie						2.000											(2.000)		
Annullamento partecipazioni per fusione							10.118												10.118
Attribuzione avanzo di fusione Snam SpA		7.429					(8.151)	321	334				67						
Attribuzione avanzo di fusione Somicem SpA			2				(10)	8											
Attribuzione avanzo di fusione AgipPetroli SpA		481	85				(567)									1			
Affiancamento riserva ammortamenti anticipati								231					(234)				3		
Acquisto azioni proprie					770	(770)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1														(1)				
Altre variazioni																			
Utile dell'esercizio																		3.880	3.880
Saldi al 31 dicembre 2002	4.002	8.785	87	959	2.838	2.562	1.390	560	366	84	74	62	67	19	4	1	758	3.880	26.498
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)																		(2.833)	(2.833)
Destinazione dell'utile residuo 2002													258				789	(1.047)	
Acquisto azioni proprie					329	(329)													
Svalutazione stock grant					(3)												3		
Costo lavoro stock option																	-		-
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano stock grant	1														(1)				
Affrancamento riserva ammortamenti anticipati								258					(258)						
Rivalutazione dei beni materiali e immateriali L. 342/2000		1.051																	1.051
Riclassifica a riserva disponibile							(1.390)	(43)					(67)				1.500		
Utile dell'esercizio																		2.850	2.850
Saldi al 31 dicembre 2003	4.003	9.836	87	959	3.164	2.233		775	366	84	74	62	-	19	3	1	3.050	2.850	27.566

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali altrimenti non ottenibili

(milioni di €)	Effetto sul patrimonio netto: al lordo effetto fiscale latente	Effetto sul patrimonio netto: al netto effetto fiscale latente	Effetto sul risultato economico: al lordo effetto fiscale latente	Effetto sul risultato economico: al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	7	4	7	4
Immobilizzazioni materiali	807	506	775	486
Immobilizzazioni finanziarie	506	339	303	203
Crediti	85	57	16	11
Altre	4	3	1	1
	1.409	**909**	**1.102**	**705**

L'aliquota applicata è del 37,25% (Irpeg/Ires e Irap) per gli ammortamenti e del 33% (Irpeg/Ires) per le immobilizzazioni finanziarie e i crediti.

Il patrimonio netto, incluso il capitale sociale, comprende riserve, essenzialmente di rivalutazione, soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite poiché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute in caso di distribuzione ammontano a 2.062 milioni di euro. L'aliquota applicata è del 33% Irpeg/Ires.

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)	Valore iniziale	Riclassifiche (1)	Incrementi per fusione - acquisizioni	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 2002						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili			9	1		10
Fondo imposte	36		10		(5)	41
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	796	(38)	87	55	(45)	855
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto			194		(9)	185
- fondo rischi e oneri ambientali		38	176	7	(49)	172
- fondo dismissioni e ristrutturazioni			123	85	(40)	168
- fondo oneri su bonus share Snam Rete Gas SpA			34			34
- fondo controversie legali		4	35	15	(20)	34
- fondo incentivi all'esodo	8		9	3	(7)	13
- fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili			28	4	(27)	5
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	19	56	3		(78)	
- altri fondi	45	(4)	74	86	(41)	160
	904	**56**	**782**	**256**	**(321)**	**1.677**
31 dicembre 2003		(2)				
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	10			1	(1)	10
Fondo imposte	41				(32)	9
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	855		3	36	(27)	867
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	185	14		5	(3)	201
- fondo rischi e oneri ambientali	172		1	50	(46)	177
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	168	(12)		40	(23)	173
- fondo copertura perdite di imprese partecipate				28		28
- fondo controversie legali	34			3	(11)	26
- fondo incentivi all'esodo	13			2		15
- fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	5			3	(3)	5
- fondo oneri su bonus share Snam Rete Gas SpA	34				(34)	
- altri fondi	160			65	(77)	148
	1.677	**2**	**4**	**233**	**(257)**	**1.659**

(1) Riguarda la riclassifica al fondo rischi e oneri ambientali.
(2) Riguarda per 12 milioni di euro la riclassifica al fondo svalutazione immobilizzazioni su impianti che sono stati dismessi e per 14 milioni di euro la ricostituzione del fondo rischi su *sconti da riconoscere su tariffe di trasporto a fronte di utilizzi stanziati negli anni 2001 e 2002 ma non ancora liquidati, iscritti in precedenza tra i debiti.*

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili

Il fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili di 10 milioni di euro riguarda l'indennità dovuta agli agenti per la cessazione dei rapporti di agenzia.

Fondo imposte

Il fondo imposte di 9 milioni di euro diminuisce di 32 milioni di euro utilizzati a beneficio del conto economico a seguito essenzialmente dell'esito positivo del contenzioso relativo all'incorporata Agip SpA descritto nella nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi" della nota integrativa al bilancio consolidato.

Il residuo fondo imposte è destinato a fronteggiare le eventuali passività derivanti dal contenzioso in essere, in materia di imposte dirette e indirette.

Nei confronti dell'Eni, sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1998 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva. Nei confronti dell'Agip (incorporata dall'Eni nel 1997), sono definiti tutti gli esercizi sociali ai fini delle imposte dirette e dell'Iva, salvo per il contenzioso relativo all'esercizio 1994 descritto nella nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi" della nota integrativa del bilancio consolidato.

Nei confronti della Snam (incorporata nel 2002) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1998 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva, con l'eccezione di un contenzioso di importo non rilevante relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1997 e 1998. Nei confronti dell'AgipPetroli e della Somicem (incorporate nel 2002), dell'Agip Gas e della Mixoil (incorporate dall'AgipPetroli nel 2001 e nel 2002), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1998 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva. Nei confronti dell'Italiana Petroli (incorporata dall'AgipPetroli nel 1998), sono definiti tutti gli esercizi sociali ai fini delle imposte dirette e ai fini Iva a eccezione di un contenzioso di ammontare modesto relativo alle imposte sul reddito degli esercizio 1991.

Altri fondi per rischi e oneri

Il fondo *smantellamento e ripristino siti* di 867 milioni di euro riguarda i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (839 milioni di euro) nonché i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, alla raffineria di Rho, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito di Porto Marghera che hanno cessato l'attività produttiva e per i quali è prevista una diversa destinazione (27 milioni di euro).

Il fondo *oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 201 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento che, sulla base di quanto disposto dalla delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico all'Eni in forza della manleva prestata a Snam Rete Gas dagli oneri derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento stesso.

Il fondo *rischi e oneri ambientali* di 177 milioni di euro copre principalmente i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare in impianti di raffinazione (60 milioni di euro) in depositi (45 milioni di euro), in impianti per l'estrazione di idrocarburi (33 milioni di euro), nonché nelle stazioni di servizio (29 milioni di euro).

Il fondo *dismissioni e ristrutturazioni* di 173 milioni di euro riguarda essenzialmente oneri futuri connessi agli accordi con la Kuwait Petroleum Italia SpA relativi alla cessione della quota del 50% della Raffineria di Milazzo ScpA, oneri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl della raffineria e della centrale elettrica di Priolo, oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e oneri connessi al piano di ristrutturazione della rete di distribuzione carburanti.

Il fondo *copertura perdite di imprese partecipate* di 28 milioni di euro accoglie la svalutazione effettuata in sede di valutazione della partecipazione (50%) nel Consorzio SET (Sviluppo Elettrico Trecate) (15 milioni di euro) e della partecipazione (35% Eni) nell'Albacom SpA (13 milioni di euro).

Il fondo *per incentivi all'esodo* di 15 milioni di euro riguarda gli oneri che si ritiene di sostenere a titolo di incentivazione all'esodo di personale dipendente.

Il fondo *manutenzione e revisione navi e aeromobili* di 5 milioni di euro, accoglie i costi per i lavori ciclici relativi agli aerei di proprietà. Il fondo lavori ciclici di manutenzione comprende accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali di 4 milioni di euro.

Gli *altri fondi* (148 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) i previsti oneri futuri connessi al noleggio fino al maggio 2006 del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (66 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri (21 milioni di euro); (iii) gli oneri per risarcimento danni (10 milioni di euro); (iv) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (9 milioni di euro); (v) gli oneri relativi al contributo per il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, previsto per gli anni 2001 e 2002 dai decreti del Ministero dell'economia e delle finanze 9 luglio 2002 e 25 luglio 2003, anche per attività non considerate dall'Eni soggette al contributo stesso (l'Eni ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio e istanza di rettifica al Ministero dell'economia e delle finanze) (8 milioni di euro); (vi) gli oneri relativi all'assegnazione delle stock grant ai dirigenti dell'Eni SpA e di società controllate relativi al piano di stock grant assegnazione 2003 (7 milioni di euro) (v. paragrafo "Modifica dei criteri contabili" del capitolo "Criteri di valutazione").

11 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

(milioni di €)	Valore netto al 31.12.2002	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2003
	142	38	(9)	(13)	158

Riguarda l'accantonamento per trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato al 31 dicembre 2003 nel rispetto del C.C.N.L. e delle norme in materia.

La colonna "Altre variazioni" riguarda i decrementi del fondo relativi ai conferimenti di rami d'azienda.

L'importo relativo a rapporti di lavoro non ancora cessati di cui si prevede il pagamento nell'esercizio successivo per costi per esodi agevolati ammonta a 5 milioni di euro.

12 Debiti

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002				Valore al 31.12.2003			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine:								
- verso banche	628		628		54		54	
- verso imprese controllate	1.238		1.238		999		999	
A lungo termine:								
- obbligazioni		500	500	500		2.000	2.000	2.000
- banche	70	176	246	21	73	103	176	19
- altri finanziatori		49	49	49	10	50	60	34
- imprese controllate	31	644	675	47	289	355	644	37
	1.967	**1.369**	**3.336**	**617**	**1.425**	**2.508**	**3.933**	**2.090**
Acconti								
Terzi	255		255		137		137	
	255		**255**		**137**		**137**	
Debiti commerciali								
Fornitori	1.990	43	2.033		1.911	35	1.946	
Imprese controllate	983		983		1.280		1.280	
Imprese collegate	148		148		129		129	
	3.121	**43**	**3.164**		**3.320**	**35**	**3.355**	
Debiti tributari	**448**	**23**	**471**		**838**	**8**	**846**	
Debiti diversi								
Imprese controllate	221		221		261		261	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	42		42		41		41	
Altri	220	7	227		191	12	203	
	483	**7**	**490**		**493**	**12**	**505**	

Debiti finanziari a breve termine

In data 16 dicembre 1999 è stata accesa una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza 22 dicembre 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio (gli indici sono stati rispettati). Al 31 dicembre 2003 la linea di credito non è stata utilizzata (interamente utilizzata al 31 dicembre 2002). I debiti finanziari a breve termine verso imprese controllate (999 milioni di euro) riguardano l'Enifin SpA.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine in essere al 31 dicembre 2003, tutti denominati in euro, è del 2,39% (3,09% al 31 dicembre 2002).

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2002 e 2003, comprese le quote a breve, tutti denominati in euro, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

		Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
(milioni di €)	Scadenza del debito	2002	2003	Scad. 2004	2005	2006	2007	2008	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2010**	675	644	289	188	110	10	10	37	355
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2017**	82	56	28	3	3	2	2	18	28
- mutui a tasso agevolato	**2007**	122	90	35	35	18			1	54
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	42	31	10	10	10	1			21
		246	**177**	**73**	**48**	**31**	**3**	**2**	**19**	**103**
Obbligazioni:										
- Medium Term Notes, 6,125%	**2010**	500	500						500	500
- Medium Term Notes, 4,625%	**2013**		1.500						1.500	1.500
Altri finanziatori		49		10	4	4	4	4	34	50
		1.470	**2.821**	**372**	**240**	**145**	**17**	**16**	**2.090**	**2.508**

I *debiti finanziari verso imprese controllate* assunti nei confronti di Enifin SpA, ammontano a 644 milioni di euro, con una diminuzione di 31 milioni di euro per effetto dei rimborsi.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 177 milioni di euro, con una diminuzione di 69 milioni di euro. Al 31 dicembre 2003 i debiti soggetti a clausole restrittive, che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni ammontano a 3 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate. I mutui a tasso di cambio agevolato di 31 milioni di euro diminuiscono di 11 milioni di euro per effetto dei rimborsi. Riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/1973, o dalle imprese controllate che sono state finanziate dall'Eni alle medesime condizioni.

Le *obbligazioni* ammontano a 2.000 milioni di euro e riguardano Medium Term Notes per 500 milioni di euro emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni e Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625% con scadenza a dieci anni. Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2003 è del 4,76% (4,93% al 31 dicembre 2002).

Acconti

Gli acconti di 137 milioni di euro riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (112 milioni di euro), acconti per cessione beni patrimoniali (14 milioni di euro) e acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture del settore Exploration & Production (10 milioni di euro).

Debiti commerciali

I *debiti commerciali verso imprese controllate* di 1.280 milioni di euro si riferiscono principalmente all'acquisto di greggio (665 milioni di euro), al servizio relativo al trasporto di gas naturale verso le controllate Snam Rete Gas e Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (rispettivamente 213 e 21 milioni di euro), al servizio di modulazione e stoccaggio gas verso Stoccaggi Gas Italia SpA (65 milioni di euro) e al servizio di rigassificazione verso GNL Italia SpA (17 milioni di euro).

I *debiti commerciali verso imprese collegate* di 129 milioni di euro riguardano principalmente i debiti verso la Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori dell'Eni (43 milioni di euro), i debiti per acquisto di gas naturale nei confronti di Promgas SpA (22 milioni di euro), i debiti verso collegate estere per il trasporto di gas naturale (21 milioni di euro), nonché per i compensi di lavorazione verso la Erg Raffinerie Mediterranee Srl (15 milioni di euro).

Debiti tributari

I debiti tributari di 846 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	
Imposta sostitutiva	339
Royalty su idrocarburi estratti	245
Iva	192
Accise	58
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	12
	846

Debiti diversi

I *debiti diversi verso imprese controllate* di 261 milioni di euro riguardano essenzialmente l'aumento di capitale sottoscritto e non versato nei confronti di Syndial SpA (257 milioni di euro).

Gli *altri debiti* di 203 milioni di euro riguardano essenzialmente i debiti verso dipendenti per le ferie maturate e non godute (37 milioni di euro), per il premio di partecipazione (20 milioni di euro) e per gli esodi perfezionati al 31 dicembre 2003 (16 milioni di euro), i debiti per depositi cauzionali (25 milioni di euro), i debiti verso agenti (20 milioni di euro) e verso gestori per bonus di fine gestione (17 milioni di euro), nonché i debiti per partecipazioni sottoscritte da versare relativi alla partecipazione nella Raffineria di Milazzo ScpA (8 milioni di euro).

13 Ratei e risconti passivi

I ratei e risconti passivi di 255 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Proventi poliennali	157	147
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	17	64
Contributi a fondo perduto	22	20
Commissioni su fidejussioni	16	12
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	9	6
Altri	3	6
	224	**255**

I *proventi poliennali* (147 milioni di euro) riguardano i compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) per la rinegoziazione del contratto di trasporto gas (76 milioni di euro); (ii) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (62 milioni di euro); (iii) British Gas,

a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (9 milioni di euro).

Gli *interessi passivi sui prestiti obbligazionari* (64 milioni di euro) riguardano gli interessi di competenza sui prestiti obbligazionari emessi dall'Eni SpA.

I *contributi a fondo perduto* (20 milioni di euro) riguardano le somme incassate da enti pubblici sulla base di diverse leggi nazionali e regionali, principalmente in base alla legge 488/92, per l'ammodernamento e ristrutturazione degli impianti di raffineria.

Le *commissioni su fidejussioni* (12 milioni di euro) riguardano il provento poliennale relativo alle commissioni sulla fidejussione rilasciata a favore della TAV - Treno Alta Velocità SpA per le obbligazioni del Consorzio Cepav Uno (v. nota n. 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 85 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2002); i ratei e risconti passivi a lungo ammontano a 170 milioni di euro (164 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

I ratei e risconti passivi scadenti oltre i 5 anni ammontano a 94 milioni di euro e riguardano i proventi poliennali (90 milioni di euro) e i contributi a fondo perduto (4 milioni di euro).

14 Garanzie

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 1.887 milioni di euro riguardano essenzialmente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2002	Valore nominale al 31.12.2003
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	2.020	1.887
- di imprese collegate	4.800	4.894
- di altri	3	2
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	7.830	8.745
- di imprese collegate	1.350	1.517
- proprio	527	611
- di altri	47	387
	16.577	**18.043**

- per 1.404 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 107 milioni di euro;
- per 176 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a lungo termine, a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 6 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 85 milioni di euro;
- per 139 milioni di euro, la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 117 milioni di euro;
- per 134 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti erogati alla Snam Rete Gas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 39 milioni di euro;
- per 31 milioni di euro, la fidejussione rilasciata a una banca a garanzia del 49% dell'impegno fidejussorio assunto dalla controllata Ecofuel a fronte di finanziamenti concessi alla Superoctanos CA (49% Ecofuel SpA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 5 milioni di euro.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate* di 4.894 milioni di euro sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA con la quale l'Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 3.018 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 8.745 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Eni International Bank Ltd a fronte del programma di emissione di "Euro Commercial Paper", fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2003 l'impegno effettivo è di 3.516 milioni di euro, corrispondente al valore nominale dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA. L'Eni International Bank Ltd non ha emesso titoli;
- per 3.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, dall'Eni International Bank Ltd e dall'Enifin SpA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes" fino a un massimo di 6.000 milioni di euro, di cui 3.000 milioni di euro riferiti all'Eni. Al 31 dicembre 2003 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Enifin, ammonta a 1.734 milioni di euro. L'Eni International Bank Ltd non ha emesso titoli;
- per 1.113 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial, ex EniChem SpA, nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 198 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di affidamenti a imprese controllate di cui la principale è l'Eni International BV (175 milioni di euro). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 6 milioni di euro;
- per 68 milioni di euro la garanzia rilasciata a una banca a garanzia dell'impegno fidejussorio assunto dalla controllata Ecofuel SpA a fronte di finanziamenti concessi alla Supermetanol (34,5% Ecofuel SpA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 4 milioni di euro;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 12 milioni di euro;
- per 32 milioni di euro la garanzia rilasciata a una banca a garanzia del 51% dell'impegno fidejussorio assunto dalla controllata Ecofuel SpA a fronte di finanziamenti concessi alla Superoctanos CA (49% Ecofuel SpA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 5 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate* di 1.517 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- la garanzia di 686 milioni di euro prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 658 milioni di euro;
- la garanzia di 517 milioni di euro prestata a favore di Eni Coordination Center SA a fronte di finanziamenti a lungo termine concessi alla Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 399 milioni di euro;
- le lettere di patronage di 110 milioni di euro, rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 corrisponde al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di 104 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 corrisponde al valore nominale;
- la manleva a favore dell'Enifin SpA a fronte della fidejussione di 88 milioni di euro da questa rilasciata nell'interesse di Albacom SpA (35% Eni) a favore di una banca per affidamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 corrisponde al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 611 milioni di euro riguardano principalmente:

- le manleve a favore di società finanziarie e assicurative di Gruppo (322 milioni di euro) e di banche (160 milioni di euro), a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto e buona esecuzione lavori. L'impegno effettivo è pari al valore nominale;

- le garanzie a favore di imprese controllate (83 milioni di euro) per la cessione di crediti Irpeg (in particolare Italgas SpA 40 milioni di euro ed Ecofuel SpA 31 milioni di euro).

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 387 milioni di euro riguardano principalmente:

- le controgaranzie di 339 milioni di euro rilasciate nell'ambito dell'operazione di acquisto della collegata Unión Fenosa Gas SA. In particolare le garanzie riguardano:
  - la controgaranzia di 238 milioni di euro rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Enifin SpA, in quota paritetica con Unión Fenosa SA (azionista al 50% di Unión Fenosa Gas SA), in favore di banche e terzi a fronte dell'operazione di finanziamento della Segas (controllata da Unión Fenosa Gas SA);
  - le controgaranzie di performance a favore di Unión Fenosa SA (70 milioni di euro) e delle proprie partecipate Unión Fenosa International SA (28 milioni di euro) e Unión Fenosa Inversiones (3 milioni di euro) nell'interesse delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di queste ultime. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2003 ammonta a 285 milioni di euro;
- la garanzia di 44 milioni di euro prestata a favore di banche a fronte di linee di credito concesse e di un contratto di leasing stipulato dalla Interconnector UK Ltd (5% Eni International BV). L'impegno effettivo corrisponde al valore nominale.

15 Altri conti d'ordine

(milioni di €)	Valore al 31.12.2002	Valore al 31.12.2003
Impegni:		
- *acquisto di beni*	3.004	
- vendita di beni	147	147
- locazioni finanziarie	61	52
- *contratti derivati di copertura*	1.070	1.705
Altri impegni	441	336
Rischi	128	116
	4.851	**2.356**

Gli *impegni di vendita di beni* di 147 milioni di euro riguardano:

- l'impegno per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro);
- gli impegni per la concessione a General Electric Co dell'opzione di acquisto delle azioni della Nuovo Pignone Holding SpA pari al 4,66319% del capitale sociale (47 milioni di euro).

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 52 milioni di euro sono verso la controllata Serleasing SpA; il principale riguarda la locazione di un palazzo uffici a Gela (27 milioni di euro). La durata residua del contratto è di 7 anni.

Gli *altri impegni* di 336 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2003 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 217 milioni di euro (129 milioni di euro in quota Eni, di cui 65 come impegno economico e 64 come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione);
- l'impegno di 103 milioni di euro derivante dal contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000 della durata di sei anni stipulato nel 2000 con la Saipem SpA.

I *rischi* di 116 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi (67 milioni di euro) costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa, nonché i rischi connessi agli impegni assunti nei confronti della Erg Raffinerie Mediterranee Srl, nell'ambi-

to degli accordi per il conferimento alla medesima della raffineria e della centrale elettrica di Priolo, di indennizzarla di eventuali sopravvenienze passive, insussistenze di attivo, minusvalenze e altri oneri (21 milioni di euro).

Gli *impegni per contratti derivati* di 1.705 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2003 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono perciò compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà. Gli impegni per contratti derivati verso imprese controllate ammontano a 1.650 milioni di euro (Enifin per 1.607 milioni di euro, Agip Deutschland AG per 41 milioni di euro, Agip Slovenija Doo per 2 milioni di euro). Il valore dei contratti a termine su valute indicato nelle analisi del punto successivo è espresso al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto come indicato nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale. Per i contratti derivati su merci sono indicate le quantità acquistate o vendute.

Contratti derivati

La società impiega contratti derivati al fine di ridurre l'esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci. I contratti sono stipulati dalle Divisioni R&M e G&P principalmente con l'Enifin SpA, società posseduta interamente dall'Eni, presso cui è accentrata l'attività di tesoreria delle imprese dell'Eni nel mercato nazionale. La società non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizione al rischio di credito su derivati

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia in termini di quantità fisiche (a esempio, barili o tonnellate). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione a rischio di credito per la società. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi ai tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione.

Sebbene la società sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che possano verificarsi tali inadempienze, in virtù della loro solida situazione finanziaria.

a) Gestione del rischio dei tassi di interesse

La società stipula diversi tipi di contratti per gestire i rischi dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

Descrizione	Valore nominale al 31.12.2002	Valore nominale al 31.12.2003
Interest rate swap (IRS)	93	58
Interest rate collar	74	54
Totale	**167**	**112**

Gli "interest rate swap" (IRS) sono stipulati per mitigare i rischi derivanti dall'accensione di finanziamenti passivi a tasso fisso. Relativamente a tali contratti, viene concordato con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la diffe-

renza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati. In particolare gli IRS in essere si riferiscono a contratti stipulati con la JP Morgan Chase M.B., S. Paolo IMI e BNL relativamente a finanziamenti a lungo termine a tasso fisso (ultima scadenza 2006).

La tabella che segue riporta gli swap in essere con indicazione della media ponderata dei tassi di interesse nonché delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare in misura significativa i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante.

Descrizione		**31.12.2002**	**31.12.2003**
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale		93	58
Tasso medio acquistato	(%)	10,34	10,24
Tasso medio venduto	(%)	2,71	1,88
Scadenza media ponderata	(anni)	2,37	1,47

La Divisione R&M, ha stipulato con Enifin SpA un contratto "zero cost collar", a copertura di un finanziamento concesso dall'IRFIS a tasso fisso (5,85%) scadente nel 2006. Lo "zero cost collar" è una combinazione di opzioni che non comporta il pagamento di premi. Il contratto consente di mitigare i rischi derivanti dalla stipulazione del finanziamento, trasformandone il tasso da fisso a variabile al di fuori di una banda di oscillazione (5,50%-9,90%).

b) Gestione del rischio di cambio

La società stipula contratti a termine su valute per gestire il rischi di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2002		**Valore nominale al 31.12.2003**	
Descrizione	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	450	275	715	406
Franco svizzero	2	-		
Lira sterlina		21		176
Totale	**452**	**296**	**715**	**582**

I contratti a termine sono stipulati per la copertura dei rischi di cambio relativi ad attività e passività iscritte in bilancio sia a impegni futuri.

La prima tipologia di copertura riguarda essenzialmente debiti e crediti denominati in dollari per i quali sono stipulati contratti di acquisto (477 milioni di euro) e di vendita a termine (387 milioni di euro) di durata inferiore all'anno.

I contratti di copertura di impegni sono riferiti alle compravendite di gas e hanno l'obiettivo di gestire il rischio conseguente all'applicazione di tassi di cambio differenti nella conversione o definizione dei prezzi di acquisto e di vendita. I contratti di acquisto scadono pressoché per la totalità entro il 2004. I contratti di vendita in scadenza nel 2004 ammontano a 162 milioni di euro mentre quelli in scadenza nel 2005 ammontano a 33 milioni di euro.

c) Gestione dei rischi sui prezzi delle merci

La società stipula contratti a termine su merci per la gestione del rischio sui relativi prezzi come indicato nella tabella seguente:

		Valore nominale al 31.12.2002		Valore nominale al 31.12.2003	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Contratti su merci a termine					
Greggi	(barili)	2.472.390	890.000	8.282.918	1.186.000
Prodotti petroliferi	(barili)	1.302.231	732.249		
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	176.520	179.060	152.000	387.200
Prodotti petroliferi	(galloni)				104.580
Opzioni					
Greggi	(barili)			88.680	

I contratti derivati su merci sono stipulati al fine di gestire i rischi connessi all'andamento della quotazione dei greggi e dei prodotti petroliferi presenti nell'attività di commercializzazione del gas nonché nella attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito della attività di commercializzazione del gas, sono stipulati contratti a termine su greggi (acquisti 5.345.918 barili) al fine di gestire il rischio connesso a forniture di gas naturale a prezzo fisso, a fronte di un paniere di prezzi di acquisto indicizzati alla quotazione dei prodotti petroliferi su mercati internazionali riconosciuti. Con riferimento inoltre ad alcune forniture a prezzi variabili fino a un limite massimo o variabili entro un certo intervallo sono stipulate rispettivamente call option su greggi (10.300 barili) e collar su greggi (78.380 barili). Queste ultime tipologie di coperture sono ottenute con una combinazione di call e put option che trasformano il prezzo della fornitura da fisso a variabile al di fuori di una certa banda di oscillazione.

Gli altri contratti derivati su merci sono stipulati nell'ambito della attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi al fine di gestire i rischi economici del ciclo industriale e commerciale connessi alla variabilità dei prezzi di mercato. In particolare, la politica di copertura è finalizzata a ridurre il rischio che mutamenti delle condizioni dei mercati di approvvigionamento e di sbocco possano determinare un peggioramento del risultato atteso nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita dei prodotti finiti.

La scadenza dei contratti, tranne alcuni casi di ammontare non significativo, è inferiore a un anno.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio.

Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti l'Eni SpA si rinvia alla nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi" della nota integrativa del bilancio consolidato.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale perché non oggettivamente quantificabili i seguenti impegni:

- la garanzia rilasciata alla Treno Alta Velocità - TAV SpA – ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni e il Consorzio Cepav Due - con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione". I partecipanti al consorzio si sono impegnati a rilasciare all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni SpA, garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate. In data 3 agosto 2000 e 27 giugno 2003 sono stati firmati rispettivamente un Atto Integrativo alla convenzione di cui sopra e un Addendum all'Atto Integrativo;

- le garanzie rilasciate nel 1994 e nel 2000 a favore della SACE nell'interesse dell'Eni per il perfezionamento degli accordi con la società OOOGazexport per l'importazione di gas naturale;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA nei contratti di vendita alla medesima di partecipazioni (tra cui Agricoltura SpA e Singea SpA, entrambe in liquidazione, successivamente incorporate dalla Syndial SpA) e di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, valido fino al 30 settembre 2008, a rimborsare a Praoil Oleodotti Italiani SpA, nei limiti dell'85%, dei costi sostenuti di ripristino e/o di rimozione di oleodotti non operativi (di riserva al sistema) conferiti in data 1° ottobre 1998 che la Società dovesse sostenere a seguito di prescrizione di leggi e/o di regolamenti;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della costruzione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Ölleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Sudpetrol AG - 100% Syndial SpA) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto dall'Eni verso Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e verso terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas & Power CH SA (51,00% Eni International BV), a fronte della cessione, avvenuta il 27 novembre 2003 con efficacia dal 1° gennaio 2004, a favore di quest'ultima, dei contratti relativi al diritto di utilizzo della capacità di trasporto, alle attività di controllo e gestione tecnica del gasdotto e alla vendita a terzi di capacità di trasporto;
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero stipulati dall'Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione che contengono clausole di ship or pay;
- le manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- l'impegno, assunto dall'Eni nell'interesse di Interconnector UK Ltd a favore della società Abbey National Treasury Services Plc a copertura di eventuali oneri relativi al contratto di leasing industriale del gasdotto che collega il Regno Unito al Belgio;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano, in conseguenza della vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni dei rami d'azienda di seguito indicati ma derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi:
- rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", dall'Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
- ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" dall'Eni alla Snam Rete Gas; decorrenza 1° luglio 2001;
- ramo d'azienda "Trasporto di GNL" dall'Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
- ramo d'azienda "Tanker" dall'Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003.

Regolamentazione in materia ambientale

V. nota n. 14 "Altri conti d'ordine" - Regolamentazione in materia ambientale della nota Integrativa del bilancio consolidato.

16 Valore della produzione

Il valore della produzione di 42.265 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)	2002	2003
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.377	41.883
Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	64	(81)
Variazione dei lavori in corso su ordinazione		(9)
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	105	119
Altri ricavi e proventi	491	353
	42.037	**42.265**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 41.883 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	2002	2003
Prodotti petroliferi	23.384	23.003
Gas naturale e GPL	11.782	12.270
Greggi	5.432	5.938
Vettoriamento gas su tratte estere	172	204
Energia elettrica e utility	173	26
Altre vendite e prestazioni	434	442
	41.377	**41.883**

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (23.003 milioni di euro) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione (8.780 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (6.006 milioni di euro), le vendite a controllate e collegate in Italia e all'estero, sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei surplus di raffineria (3.188 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili a clienti in extrarete (3.177 milioni di euro), essenzialmente ad AgipFuel SpA (Eni 100%), le somministrazioni a clienti titolari di carte di credito (961 milioni di euro) e le vendite per bunkeraggi e aviazione (891 milioni di euro).

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (12.270 milioni di euro) riguardano le forniture di gas a grossisti, clienti industriali e termoelettrici in Italia per 10.052 milioni di euro (52,83 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 1.589 milioni di euro (11,54 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete (629 milioni di euro).

I ricavi da vendita di greggi (5.938 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti da disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia (v. il capitolo della Relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (204 milioni di euro) riguardano la cessione di capacità di trasporto sui gasdotti all'estero.

Le altre vendite e prestazioni (442 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (248 milioni di euro), le prestazioni fatturate ai partner in joint venture (107 milioni di euro) e il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (44 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è indicata nella tabella seguente:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Italia	32.634	31.757
Resto dell'Europa	2.956	3.519
Altri paesi dell'Unione Europea	2.591	2.911
Americhe	1.513	2.137
Asia	1.189	1.157
Africa	494	398
Australia		4
	41.377	41.883

La voce "Ricavi netti della gestione caratteristica" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.377	41.883
a dedurre:		
- accise	(10.821)	(10.495)
- vendite in conto permuta di gas e prodotti petroliferi, escluse le accise (*)	(1.282)	(1.305)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito (*)	(861)	(961)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture (*)	(130)	(107)
- variazione dei lavori in corso su ordinazione		(9)
	28.283	**29.006**

(*) I ricavi indicati trovano compensazione nelle voci di costo.

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 22.

La variazione negativa delle *rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti* di 81 milioni di euro è dovuta alla diminuzione delle rimanenze di prodotti petroliferi (79 milioni di euro) e di semilavorati (3 milioni di euro), parzialmente compensata dagli utilizzi dei relativi fondi svalutazione (2 milioni di euro).

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 119 milioni di euro riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è indicata nella tabella seguente:

(milioni di €)	**Costi per prestazioni e altri costi**	**Lavoro**	**Ammortamenti**	**Totale**
Immobilizzazioni immateriali	13	13	1	27
Immobilizzazioni materiali	60	31	1	92
	73	**44**	**2**	**119**

Gli *altri ricavi e proventi* di 353 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2002	2003
Locazioni, affitti e noleggi	86	90
Proventi da derivati su merci	64	57
Proventi relativi al personale	44	50
Utilizzo fondi per rischi e oneri	42	38
Utilizzo fondo svalutazione crediti	46	16
Risarcimento danni	21	15
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	89	13
Contributi a fondo perduto	23	11
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	11	1
Altri proventi	65	62
	491	**353**

Le locazioni, affitti e noleggi di 90 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-stores) (65 milioni di euro), i proventi da affitto di impianti di distribuzione alla Italiana Petroli SpA (100% Eni) e del ramo d'azienda "attività logistiche" alle società Petrolig Srl (70% Eni) e Petroven Srl (68% Eni) (19 milioni di euro).

17 Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 21.479 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di €)	2002	2003
Materie prime e sussidiarie	9.945	10.334
Gas naturale	5.788	6.088
Prodotti	3.613	3.893
Semilavorati	1.471	1.035
Materiali e materie di consumo	374	358
Acquisti per investimenti	(214)	(229)
	20.977	**21.479**

I costi per materie prime e sussidiarie riguardano essenzialmente l'acquisto di greggio; i costi dei prodotti riguardano essenzialmente l'acquisto di prodotti petroliferi; i costi per semilavorati riguardano principalmente l'acquisto di nafte.

I *costi per servizi* di 4.772 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Trasporto di gas naturale	1.993	1.819
Compensi di lavorazione	252	583
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	391	432
Trasporti e movimentazioni	413	358
Costi di vendita diversi	266	307
Progettazione e direzione lavori	243	258
Manutenzioni	267	254
Prestazioni professionali	265	210
Servizi di modulazione e stoccaggio	186	173
Somministrazioni diverse	148	126
Sviluppo, gestione infrastrutture e ICT applicativi	108	101
Magazzinaggi, transiti e depositi	83	83
Viaggi, missioni e altri	74	77
Servizi di rigassificazione	88	68
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	81	63
Servizi portuali e aeroportuali	45	40
Postali, telefoniche e ponti radio	38	39
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	17	32
Assicurazioni	55	30
Servizi di vigilanza e guardiania	17	16
Altri	310	356
	5.340	**5.425**
Servizi per investimenti	(574)	(653)
	4.766	**4.772**

I costi di ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 32 milioni di euro sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate, in particolare EniTecnologie SpA, con il concorso dell'Eni. I costi della ricerca scientifica e tecnologica delle Divisioni E&P e R&M (rispettivamente 47 e 32 milioni di euro) e quelli della Corporate relativi al progetto Eni Slurry Technology (48 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 474 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Noleggi e locazioni	294	319
Royalty su prodotti estratti	132	128
Canoni per brevetti, licenze e locazioni	30	29
Canoni per beni in leasing	20	13
	476	**489**
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(14)	(15)
	462	**474**

I *costi per il personale* di 675 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)	2002	2003
Salari e stipendi	544	474
Oneri sociali	173	159
Trattamento di fine rapporto	40	38
Altri costi	4	4
Totale	**761**	**675**

Gli altri costi includono il costo di competenza dell'esercizio (3 milioni di euro) delle stock grant e stock option assegnate nel 2003 (v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" del capitolo "Criteri di valutazione").

La voce "Costo lavoro" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	2002	2003
Salari e stipendi	544	474
Oneri sociali	173	159
Trattamento di fine rapporto	40	38
Altri costi	4	4
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**761**	**675**
Costi del personale in comando	10	7
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(44)	(50)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(47)	(44)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**680**	**588**

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* si analizzano come segue:

(milioni di €)	2002	2003
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	813	1.484
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	153	210
Svalutazioni delle immobilizzazioni	3	
Svalutazione dei crediti	15	27
Totale	**984**	**1.721**

L'aumento di 737 milioni di euro è dovuto essenzialmente ai maggiori ammortamenti conseguenti alla rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (801 milioni di euro).

Nell'esercizio sono stati stanziati ammortamenti eccedenti, calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. del 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989.

La svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 27 milioni di euro riguarda lo stanziamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (27 milioni di euro), di cui 16 milioni di euro di svalutazioni stanziate per ottenere benefici fiscali. Il fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato ammonta a 14 milioni di euro (v. nota n. 5).

La voce "Ammortamenti e svalutazioni" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	813	1.484
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	153	210
Svalutazioni delle immobilizzazioni	3	
Svalutazione dei crediti	15	27
Totale come da schema di conto economico legale	**984**	**1.721**
a dedurre:		
- ammortamenti eccedenti al netto dei rigiri per ammortamento	(58)	(806)
- svalutazione crediti	(15)	(27)
- contributi a fondo perduto	(6)	(5)
- incrementi per lavori interni	(2)	(2)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**903**	**881**

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci* di 78 milioni di euro riguarda essenzialmente la riduzione delle rimanenze di gas (99 milioni di euro), parzialmente compensata dall'aumento delle rimanenze di greggio (20 milioni di euro).

Gli *accantonamenti per rischi* di 39 milioni di euro riguardano essenzialmente lo stanziamento di oneri a fronte di rischi e oneri ambientali.

Gli *altri accantonamenti* di 93 milioni di euro riguardano essenzialmente i previsti oneri per smantellamento e ripristino siti (36 milioni di euro), gli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (29 milioni di euro), per la ristrutturazione della rete (14 milioni di euro) e per concorsi a premi (8 milioni di euro). Nell'esercizio sono stati stanziati accantonamenti eccedenti per un milione di euro.

Gli *oneri diversi di gestione* di 10.673 milioni di euro riguardano in particolare le accise sugli oli minerali (10.495 milioni di euro), gli oneri relativi ai derivati su merci (58 milioni di euro) e le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (16 milioni di euro).

La voce "Costi operativi" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	20.977	21.479
Costi per servizi	4.766	4.772
Costi per godimento di beni di terzi	462	474
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(150)	78
Accantonamenti per rischi	16	39
Altri accantonamenti	162	93
Oneri diversi di gestione	11.088	10.673
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**37.321**	**37.608**
a dedurre:		
- accise	(10.821)	(10.495)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.282)	(1.305)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)	(961)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(130)	(107)
- variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(64)	81
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(56)	(73)
- svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	15	27
- costi del personale in comando	(10)	(7)
- stanziamento al fondo manutenzione e revisione aeromobili eccedente	(2)	(2)
- accantonamento al fondo svalutazione crediti eccedente		(16)
- utilizzo fondo manutenzione e revisione aeromobili eccedente	1	1
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**24.111**	**24.751**

18 Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

	2002			2003		
(milioni di €)	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi
Eni International BV	1.327			1.280		
Stoccaggi Gas Italia SpA				431	61	
Snam Rete Gas SpA	109			187		
Saipem SpA	24	14		27	15	
Ecofuel SpA	45	25		22	12	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	26			22		
Sofid SpA	22	12		20	11	
LNG Shipping SpA				18	10	
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	20	11		12	7	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd				11	7	
AgipPetroli SpA	452	254				
Italgas SpA	26	11				
EniPower SpA	16					
Snamprogetti SpA	11	6				
Altre	51	21	16	49	18	4
Utilizzo per Irpeg di competenza		(354)			(141)	
	2.129		**16**	**2.079**		**4**

Altri proventi finanziari

(milioni di €)	**2002**	**2003**
Proventi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni (interessi su CCT)	14	6
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	4	5
Proventi diversi dai precedenti:		
- differenze attive di cambio	449	686
- commissioni per servizi finanziari	36	33
- interessi su depositi e c/c	161	22
- interessi su crediti di imposta	28	19
- interest rate swap	16	14
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	10	10
- altri	16	27
	734	**822**

Gli interessi su depositi e c/c di 22 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA. Gli altri proventi finanziari comprendono l'ammontare di 5 milioni di euro addebitato alle imprese controllate relativo al fair value delle stock grant assegnate nel 2003 ai dirigenti delle stesse.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di €)	2002	2003
Differenze passive di cambio	427	685
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	58	78
Stanziamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	20	36
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	47	27
Interessi e altri oneri verso banche	20	21
Oneri su strumenti derivati	10	11
Altri interessi e oneri finanziari	9	21
	591	**879**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 77 milioni di euro riguardano gli oneri finanziari sulle "Medium Term Notes" emesse nel 2000 e nel 2003 di 2.000 milioni di euro.

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 27 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli stanziamenti al fondo copertura perdite e le perdite su partecipazioni di 36 milioni di euro riguardano lo stanziamento al fondo copertura perdite per la partecipazione nel Consorzio SET (15 milioni di euro), nell'Albacom SpA (13 milioni di euro) e le perdite sostenute nella cessione delle partecipazioni in Eurosolare alla EniTecnologie SpA (5 milioni di euro) e Territorio e Impresa SpA alla Syndial SpA (3 milioni di euro).

Gli oneri su strumenti derivati di 11 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per interest rate swap (7 milioni di euro).

Gli altri oneri finanziari comprendono lo stanziamento agli "Altri fondi" (5 milioni di euro) del fair value delle stock grant assegnate nel 2003 ai dirigenti di imprese controllate.

19 Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di partecipazioni* (3 milioni di euro) riguardano principalmente l'utilizzo del fondo svalutazione della partecipazione nella Hotel Assets Ltd (2 milioni di euro).

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 978 milioni di euro sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di €)	2002	2003
Eni Exploration BV	579	280
Polimeri Europa SpA	235	217
Syndial SpA	359	174
Eni Investments Plc	742	147
Albacom SpA	37	115
Eni Portugal Investment SpA	84	34
Eurosolare SpA	13	
Altre	5	11
	2.054	**978**

Le svalutazioni comprendono rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie di 303 milioni di euro (v. il paragrafo "Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie" del "Commento dei risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione).

La *svalutazione dei titoli iscritti all'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni* di 3 milioni di euro riguarda l'adeguamento al fair value dei diritti assegnati del valore di iscrizione delle azioni proprie al servizio del piano di stock grant 2003 (v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" del capitolo "Criteri di valutazione").

20 Proventi e oneri straordinari

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2002	2003
Proventi straordinari		
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	317	245
Iscrizione maggior valore Stoccaggi Gas Italia SpA	1.055	
Altri	30	27
Totale proventi straordinari	**1.402**	**272**
Oneri straordinari		
Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(76)	(64)
Minusvalenze		(44)
Incentivazione all'esodo del personale	(29)	(29)
Altri	(47)	(11)
Totale oneri straordinari	**(152)**	**(148)**
Proventi straordinari netti	**1.250**	**124**

Le plusvalenze da cessione e da conferimenti (245 milioni di euro tenuto conto degli ammortamenti eccedenti) riguardano essenzialmente le cessioni di rami d'azienda costituiti prevalentemente da stazioni di servizio (183 milioni di euro) e dall'attività "Marittimo" (54 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari (27 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli addebiti alla società Autostrade SpA di costi di investimento sostenuti su impianti devoluti per scadenza delle concessioni autostradali (18 milioni di euro).

Gli stanziamenti al fondo rischi e oneri (64 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri futuri, in particolare di natura ambientale su siti dismessi e da dismettere (58 milioni di euro), relativi principalmente alle ex-raffinerie di Rho, La Spezia e Bari, nonché oneri futuri sulla raffineria di Priolo in relazione alle garanzie rilasciate all'atto del conferimento, effettuato nell'ottobre 2002, alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni).

Le minusvalenze riguardano gli oneri per la devoluzione delle aree di servizio autostradali in concessione (44 milioni di euro, tenuto conto degli ammortamenti eccedenti).

21 Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)	2002	2003
Imposte correnti:		
- Irpeg	(1.131)	(607)
- Irap	(162)	(119)
- imposta sostitutiva	(151)	(89)
- crediti d'imposta	354	141
	(1.090)	**(674)**
Imposte differite	(81)	(93)
Imposte anticipate	395	108
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	201	73
	515	**86**
	(575)	**(586)**

L'imposta sostitutiva di 89 milioni di euro riguarda l'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati (41 milioni di euro) e l'imposta dovuta sulle cessioni/conferimenti di rami d'azienda (in particolare stazioni di servizio). L'imposta sostitutiva dovuta (244 milioni di euro) sulla rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali, ai sensi della legge n. 342/2000 è stata imputata in deduzione della riserva di rivalutazione iscritta nel patrimonio netto.

Le imposte differite di 93 milioni di euro sono a fronte essenzialmente degli ammortamenti anticipati di cui è proposta all'Assemblea la costituzione della specifica riserva mediante riclassifica dalla riserva disponibile (105 milioni di euro);

lo stanziamento è parzialmente assorbito dal rigiro delle quote di plusvalenze a tassazione differita relative alle immobilizzazioni materiali cedute (11 milioni di euro).

Le imposte anticipate di 108 milioni di euro, al netto di quelle stanziate sulle plusvalenze conseguite nell'esercizio, riguardano essenzialmente: (i) la rateizzazione in cinque esercizi della deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni ai sensi del decreto legge n. 209/2002 (237 milioni di euro), parzialmente assorbita dall'effetto del rigiro delle imposte anticipate iscritte nell'esercizio precedente (144 milioni di euro); (ii) gli ammortamenti e le svalutazioni fiscalmente non deducibili (21 milioni di euro).

L'utilizzo del fondo imposte differite eccedente di 73 milioni di euro riguarda l'imputazione a beneficio del conto economico della parte del fondo divenuta eccedente a seguito dell'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte, comprensivo dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (3.577 milioni di euro), è di circa il 20%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è di circa il 38%. La differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente: (i) ai dividendi distribuiti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare e a quelli derivanti dalla distribuzione a titolo di dividendo di riserve di capitale non imponibili (complessivamente circa 16 punti percentuali); (ii) all'effetto dell'applicazione della Dual income tax (circa 1 punto percentuale).

22 Informazioni per settori di attività[4]

Le informazioni per settori di attività sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14. I valori complessivi delle informazioni sono quelli degli schemi di bilancio riclassificati indicati nella Relazione sulla gestione.

(milioni di €)	E&P	G&P	R&M	Corporate	Totale
2002					
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.780	11.396	16.662	7	30.845
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.438)	(75)	(46)	(3)	(2.562)
Risultato operativo	1.418	1.722	108	(234)	3.014
Attività direttamente attribuibili [b] [*]	3.462	6.007	5.740	3.145	18.354
Attività non direttamente attribuibili [*]					30.404
Passività direttamente attribuibili [c] [*]	1.525	1.858	3.985	368	7.736
Passività non direttamente attribuibili [*]					41.022
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	508	13	398	20	939
Ammortamenti e svalutazioni	(448)	(34)	(401)	(20)	(903)
2003					
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.641	11.893	16.895	201	31.630
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.393)	(23)	(11)	(197)	(2.624)
Risultato operativo	1.300	1.736	357	(313)	3.080
Attività direttamente attribuibili [b] [**]	4.095	3.132	6.120	4.316	17.663
Attività non direttamente attribuibili					51.146
Passività direttamente attribuibili [c]	1.674	1.936	3.392	603	7.605
Passività non direttamente attribuibili					61.204
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	515	2	401	102	1.020
Ammortamenti e svalutazioni	(473)	(30)	(311)	(67)	(881)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.
(*) I valori dell'esercizio 2002 sono stati riesposti per renderli omogenei con quelli dell'esercizio corrente.
(**) L'attribuzione per settori di attività delle immobilizzazioni materiali e immateriali esclude l'ammontare delle rettifiche di valore effettuate per ottenere benefici fiscali (814 milioni di euro).

(4) Le informazioni per area geografica non vengono fornite tenuto conto che la Società svolge la sua attività pressoché interamente in Italia.

23 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte, sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa, inclusi i contratti derivati, sono riportate di seguito:

- *Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie:* il valore di mercato dei crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, inclusa la quota a breve è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'impresa potrebbe ottenere su crediti analoghi.
- *Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:* il valore di mercato dei titoli non immobilizzati è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Obbligazioni, debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo, incluse le quote a breve è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

L'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è effettuata applicando i tassi di interesse che l'Eni SpA avrebbe potuto ottenere su posizioni analoghe.

Il valore di mercato dei crediti e debiti a breve è stimato equivalente al relativo valore contabile. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto ai sensi dell'art. 44 del D.P.R. del 29 settembre 1973 n. 602 è oggetto di modifica periodica da parte del Ministro dell'economia e delle finanze (per l'esercizio 2003 pari al 2,5% per semestre intero fino al 30 giugno e 1,375% per semestre intero dal 1° luglio) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

	31.12.2002		31.12.2003	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie	45	45	44	44
Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo	1.820	1.801	1.948	1.948
Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	230	235	234	238
Obbligazioni e debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	1.470	1.548	2.881	2.876
Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo	73	68	55	55

Il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato da pagare o ricevere per porre termine al contratto alla data di chiusura dell'esercizio includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing.

Nella tabella sono riportati i valori di mercato per ciascuna tipologia di contratto:

	31.12.2002		31.12.2003	
(milioni di €)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su interessi:				
- attività	3	17	2	8
- passività				
Contratti derivati su valute:				
- attività		6		12
- passività		(13)	(2)	(28)
Contratti derivati su merci:				
- attività		3		10
- passività		(3)	(4)	(2)
Totale				
- attività	3	26	2	30
- passività		(16)	(6)	(30)

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti a ruolo, calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 2002 e 2003, è il seguente:

	2002	**2003**
Dirigenti	509	538
Quadri	2.631	2.625
Impiegati	5.162	4.555
Operai	2.705	1.813
Marittimi	234	103
	11.241	**9.634**

25 Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali dalla società e dalle sue controllate sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2003 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica nell'Eni SpA" sono indicati gli emolumenti di competenza deliberati dall'Assemblea e la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato stabilita dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2389, comma 2, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, comprese le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile della remunerazione del Presidente, dei compensi agli amministratori e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali. La parte variabile è connessa alle performance realizzate nel 2002;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali, nonché per i sindaci gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di €)

Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica nell'Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi (*)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Poli Roberto	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	520	9	227		756
Mincato Vittorio	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	490		788	927	2.205
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	85		20		105
Clô Alberto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	85		20		105
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	83		20		103
Fruscio Dario	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	87		20		107
Moscato Guglielmo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	88		20		108
Resca Mario	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	86		20		106
Collegio Sindacale								
Monorchio Andrea	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	112				112
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	94			46 (2)	140
Colombo Paolo Andrea	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	94			23 (3)	117
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	86			47 (4)	133
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	93			20 (5)	113
Direttore Generale Divisione E&P								
Cao Stefano		01.01-31.12				262	576	838
Direttore Generale Divisione G&P								
Sgubini Luciano		01.01-31.12				267	573	840
Direttore Generale Divisione R&M								
Callera Gilberto		01.01-31.12				351	469	820
				2.003	**9**	**2.015**	**2.681**	**6.708**

(*) Relativi alle performance realizzate nel 2002.
(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2004.
(2) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nella Syndial SpA (ex EniChem SpA) e nella Polimeri Europa SpA.
(3) Comprende il compenso per la carica di sindaco nella Saipem SpA dal 2 maggio 2003 al 31 dicembre 2003.
(4) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno.
(5) Comprende il compenso per la carica di sindaco effettivo nell'Enifin SpA.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 4,5 milioni di euro e a 3,5 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2003 e 2002, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 505 mila euro e 395 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2003 e 2002 (art. 2427, n. 16 del codice civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

26 Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali (dipendenti Eni) in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti deliberati, descritti al punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2003 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock grant

Nella tabella seguente sono indicati gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni o ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio è omessa trattandosi di azioni gratuite; nessun diritto è scaduto nell'esercizio.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti assegnati nel corso dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in giorni	Numero diritti	Scadenza media in giorni	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in giorni
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	90.150	591	40.200	1.096	23.050	13,219	107.300	579
Gilberto Callera	Direttore generale Div. R&M	45.200	602	14.700	1.096	10.300	13,723	49.600	530
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	25.600	762	14.700	1.096			40.300	606
Stefano Cao (*)	Direttore generale Div. E&P	17.600	347			17.600	6,361		
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	46.750	596	14.700	1.096	10.950	13,723	50.500	524

(*) Riguardano l'impegno assunto dalla Saipem SpA in data 13 dicembre 2000 nei confronti di Stefano Cao in qualità di Presidente della Società fino al 24 novembre 2000. Le azioni sono state sottoscritte in data 16 dicembre 2003 e assegnate l'8 gennaio 2004.

Stock option

Nella tabella seguente sono indicate le opzioni ad acquistare azioni Eni trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Le opzioni detenute all'inizio dell'esercizio scadono il 31 luglio 2010; quelle assegnate nel corso dell'esercizio il 31 luglio 2011. Nell'esercizio non sono state esercitate né sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione R&M	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P
		Vittorio Mincato	Gilberto Callera	Stefano Cao	Luciano Sgubini
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:					
- numero opzioni		165.000	46.000	56.000	56.000
- prezzo medio di esercizio	(€)	15,216	15,216	15,216	15,216
- scadenza in giorni		2.769	2.769	2.769	2.769
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:					
- numero opzioni		182.500	51.000	62.500	62.500
- prezzo medio di esercizio	(€)	13,743	13,743	13,743	13,743
- scadenza in giorni		2.557	2.922	2.922	2.922
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:					
- numero opzioni		347.500	97.000	118.500	118.500
- prezzo medio di esercizio	(€)	14,442	14,442	14,439	14,439
- scadenza in giorni		2.404	2.596	2.597	2.597

27 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,01 euro e di 0,75 euro rispettivamente nel 2002 e nel 2003 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio dell'Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni in circolazione durante ciascun esercizio escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito nell'esercizio 2003 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione anche dell'esercizio 2002. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di n. 3.826.945.679 e di n. 3.778.436.257 rispettivamente negli esercizi 2002 e 2003.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare gratuitamente produrranno sull'utile per azione dell'Eni SpA non è significativo. Allo stato attuale le azioni da vendere a fronte dei piani di stock option non hanno effetto diluitivo.

28 Rapporti con parti correlate

Ai sensi delle comunicazioni Consob n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con imprese controllate e collegate; tali operazioni fanno parte della ordinaria gestione della società e sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della società.

Relativamente alle altre parti correlate, i principali rapporti riguardano:

- il gruppo Enel essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale, per la vendita di olio combustibile, nonché per l'acquisto di energia elettrica;
- il gruppo Alitalia per la vendita di jet fuel.

Le operazioni con questi soggetti sono regolate alle condizioni generalmente applicate ai terzi.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

	31.12.2003				2003					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Agip Austria Aktiengeselischaft	11							149		
Agip Deutschland GmbH	38	1		41	48	11		73	8	9
Agip España SA	28	1		7	5			279		1
Agip Française SA	2	2	50		38	8		27		
AgipFuel SpA	700				2	1		2.921	2	3
Agip Karachaganak BV	2		1.181						7	
AgipRete SpA	4	1			15	1		87		1
Agip (Suisse) SA	5	3			13	3		61		1
American Agip Co Inc	8							107		
Ecofuel SpA	2	3	140		60				2	1
EniData SpA		39				62				1
EniPower SpA	32	11	109			71		233	20	2
EniTecnologie SpA		15	4			70			1	1
Eni Gas Trading Europe BV	36							362	38	
Eni International BV			175						3	1
Eni Norge AS	2	15	153		81		4	4	5	
Eni Trading BV	2	529			5.552		1			
Eni UK Ltd	51	2	1		5		1	81	8	
Fiorentina Gas Clienti SpA	38							119		
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	2	22				128			4	
Italgas Più SpA	517				4	1		1.562		
Italiana Petroli SpA	78	19				18			1.722	10
Napoletana Gas Clienti SpA	21							90		
Polimeri Europa SpA	38	2			45	2		474	1	
Raffineria di Gela SpA	16	93			1	290		148	2	
Saipem SpA	5	18		103		40	1	6	1	1
Serleasing SpA	1	10	9	52	1	25	5		7	
Sieco SpA	7	30			1	79	17	10	4	
Syndial SpA	25	259	966		1	5		54	3	
Snam Rete Gas SpA	2	213				1.158	4	46		5
Snamprogetti SpA	4	30	234		34	18			1	4
Sofid SpA	5	12				56			7	
Stoccaggi Gas Italia SpA	504	65			28	180	1		8	1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	40	21				205			52	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		1				86				
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	142	124	173		111	216	46	39	194	17
	2.368	**1.541**	**3.195**	**203**	**6.045**	**2.734**	**80**	**6.932**	**2.100**	**59**

(milioni di €)

	31.12.2003				2003					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese collegate										
Albacom SpA	6	17			2	1				1
Blue Stream Pipeline Co BV	51									
Consorzio Cepav Uno			4.894						4	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	8	15		100	372	69		85		
Promgas SpA	21	22			230			250		1
Raffineria di Milazzo ScpA	2	3	110			161		56		
Tag GmbH		5				171			4	
Transitgas AG		6				55				
Unión Fenosa Gas SpA			104							
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	21	61	6		14	76	13	79		10
	109	**129**	**5.114**	**100**	**618**	**533**	**13**	**470**	**8**	**12**
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	37							158		
Gruppo Enel	244	3				23		1.458	125	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	14					10		29	12	
	295	**3**				**33**		**1.645**	**137**	
	2.772	**1.673**	**8.309**	**303**	**6.663**	**3.300**	**93**	**9.047**	**2.245**	**71**

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del gruppo Cosmi Holding correlato all'Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2003 a circa 5 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei greggi di riferimento;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali, Italgas Più SpA, Polimeri Europa SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Syndial SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi. I rapporti verso Promgas SpA si riferiscono a operazioni di compravendita di gas all'estero;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Italiana Petroli SpA, AgipFuel SpA, AgipRete SpA e Raffineria di Gela SpA) e collegate e di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui, Agip España SA, Agip Deutschland AG, American Agip Co Inc, Agip Austria Aktiengesellschaft), sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alla prassi prevalente seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate (tra le principali Eni Croatia BV e Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni Gas Trading Europe BV sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi; i ricavi per servizi verso Eni Gas Trading Europe BV sono relativi alla cessione della capacità di trasporto;

- la fornitura di gas a Eni UK Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas in Italia, servizi di stoccaggio e servizi di rigassificazione, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA e dalla GNL Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; i costi verso la Stoccaggi Gas SpA per l'acquisto di beni sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate (Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Transmediterranean Pipeline Co Ltd): i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società collegate (Trans Austria Gasleitung GmbH, Transitgas AG e Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH) sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- il noleggio di navi da LNG Shipping SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi prevalente seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA, dalla Raffineria di Gela SpA e dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti nel caso della Raffineria di Milazzo ScpA e della Raffineria di Gela SpA, e alle condizioni generalmente applicate ai terzi nel caso della Erg Raffinerie Mediterranee Srl;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti, nel caso della società consortile, e alle condizioni generalmente applicate ai terzi nel secondo caso;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e trasporto alla clientela di prodotti petroliferi dalla Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA sulla base di tariffe regolamentate per legge attraverso accordi collettivi stipulati tra le associazioni nazionali dei trasporti e l'Unione Petrolifera, oggetto di successiva valutazione di congruità da parte del Ministero dei Trasporti;
- i crediti verso Stoccaggi Gas Italia SpA relativi principalmente ai crediti per dividendi e ai crediti per conguagli tariffari previsti dall'applicazione dell'art. 12 della delibera n. 26/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali, Nigerian Agip Oil Co Ltd, IEOC Production BV, Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA.

L'Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, Sieco SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini, Sofid SpA che svolge attività amministrative e finanziarie nell'interesse dell'Eni SpA e EniData SpA che svolge servizi informatici). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società – così come quelli che l'Eni fornisce alle proprie controllate in ambito amministrativo, finanziario e legale – sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

Gli investimenti realizzati dall'Eni nell'esercizio comprendono prestazioni di servizi di ingegneria, di perforazione e di costruzione ricevuti dalle controllate Saipem SpA, Snamprogetti SpA, Snamprogetti Sud SpA e Aquater SpA regolate da contratti stipulati alle normali condizioni di mercati.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2003				2003	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Oneri	Proventi
Imprese controllate						
Eni Coordination Center SA - Eni International Bank ed Enifin SpA			6.869			
Enifin SpA	221	1.643	131		28	19
Snam Rete Gas SpA	21		134		1	2
Syndial SpA			129			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			139		1	1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	19		35		12	13
	261	**1.643**	**7.437**		**42**	**35**
Imprese collegate						
Albacom SpA	54		88			
Blue Stream Pipeline Co BV			686		6	26
Tag GmbH			517			3
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	1		6	47		1
	55		**1.297**	**47**	**6**	**30**
	316	**1.643**	**8.734**	**47**	**48**	**65**

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA – società posseduta interamente dall'Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo – in forza di una convenzione in base alla quale l'Enifin provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità dell'Eni SpA, nonché alla copertura dei rischi di cambio, di tasso di interesse e di prezzo delle merci attraverso la stipulazione di contratti derivati.

Per l'illustrazione delle principali garanzie e impegni commerciali, diversi e finanziari con parti correlate si rinvia al punto 14) "Garanzie" e 15) "Altri conti d'ordine" della presente nota integrativa.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, nonché conferimenti di rami d'azienda da/a società controllate e collegate illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA" allegato alla presente nota integrativa (di cui costituisce parte integrante).

I conferimenti sono stati effettuati a società controllate e collegate sulla base dei valori di perizia o, limitatamente ad alcune conferitarie possedute al 100%, sulla base dei valori contabili dei beni. Per l'illustrazione delle operazioni si rinvia al capitolo "Conferimenti di azienda" della Relazione sulla gestione che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'assemblea degli azionisti

Signori Azionisti, tenuto conto dei risultati conseguiti, il Consiglio di Amministrazione propone di:

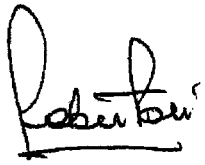
- attribuire l'utile di esercizio di 2.849.767.834,03 euro come segue:
  - alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - alla "Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993" l'ammontare di 355.414,40 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  - al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data. Per effetto della riforma fiscale entrata in vigore il 1° gennaio 2004, salvo quanto di seguito precisato, al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo d'imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile. Il dividendo attribuisce il credito d'imposta solo se incassato da enti commerciali residenti, in particolare da società di capitali, nell'esercizio in corso al 31 dicembre 2003; limitatamente a tali casi compete il credito d'imposta ordinario nella misura del 51,51% per 0,70 euro e limitato, sempre nella misura del 51,51%, per 0,05 euro;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a partire dal 24 giugno 2004, con stacco fissato al 21 giugno 2004;
- riclassificare dalla "Riserva disponibile" alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" l'ammontare di 280.919.796,29 euro, corrispondente agli ammortamenti anticipati di competenza dell'esercizio.

Signori Azionisti, siete invitati ad approvare la proposta di:

- attribuire l'utile di esercizio di 2.849.767.834,03 euro come segue:
  - alla "Riserva legale" l'ammontare necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - alla "Riserva art. 13 D.Lgs. 124/1993" l'ammontare di 355.414,40 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  - al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
  - alla "Riserva disponibile" l'ammontare che residua dopo le attribuzioni proposte;
- riclassificare dalla "Riserva disponibile" alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" l'ammontare di 280.919.796,29 euro, corrispondente agli ammortamenti anticipati di competenza dell'esercizio.

Siete invitati altresì ad approvare la proposta di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 24 giugno 2004, con stacco fissato al 21 giugno 2004.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

30 marzo 2004

relazione della società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2003. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonchè la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.
La responsabilità dei lavori di revisione contabile dei bilanci di alcune società controllate e collegate (principalmente Società Italiana per il Gas pA, Snam Rete Gas SpA, Eni Portugal Investment SpA e Saipem SpA) per quanto riguarda importi delle partecipazioni che rappresentano il 38 per cento e il 20 per cento rispettivamente della voce partecipazioni e del totale attivo, è di altri revisori.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2003 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

Roma 26 aprile 2004

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

deliberazioni dell'assemblea degli azionisti

L'assemblea ordinaria degli azionisti tenutasi il 28 maggio 2004 ha approvato:
- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 2.849.767.834,03 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 2.849.767.834,03 euro come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  . alla "Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993" l'ammontare di 355.414,40 euro pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . al pagamento del dividendo di 0,75 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
  . alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- la riclassificazione dalla "Riserva disponibile" alla "Riserva da ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986" dell'ammontare di 280.919.796,29 euro, corrispondente agli ammortamenti anticipati di competenza dell'esercizio;
- il pagamento del dividendo a partire dal 24 giugno 2004, con stacco fissato al 21 giugno 2004.

PAGINA BIANCA

Allegati
2003

PAGINA BIANCA

allegati alla nota integrativa del bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2003

Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2003

In conformità a quanto disposto dagli articoli 38 e 39 del D.Lgs. 127/91 e dall'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 2003, a norma dell'articolo 2359 del codice civile, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia e estero (in ordine alfabetico). Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicato anche il metodo di consolidamento (integrale o proporzionale) e la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione (patrimonio netto o costo).

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni in società italiane con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2003 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [d]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate									
Consolidate con il metodo integrale	64	253	317						
Consolidate con il metodo proporzionale	3	3	6 [b]	4	25	29			
	67	**256**	**323**	**4**	**25**	**29**			
Partecipazioni di imprese consolidate [c]									
Valutate con il criterio del patrimonio netto	11	40	51	42	49	91			
Valutate con il criterio del costo	28	39	67	31	40	71	11	21	32
	39	**79**	**118**	**73**	**89**	**162**			
Partecipazioni di imprese non consolidate [d]		4	4		6	6			
Totale imprese	**106**	**339**	**445**	**77**	**120**	**197**	**11**	**21**	**32**

(a) Riguardano le partecipazioni in società diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(b) Riguardano società consolidate con il metodo proporzionale rapportato alla quota dei lavori assegnati su specifici progetti.
(c) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il criterio del patrimonio netto o del costo riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:
- totale attivo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

(d) Riguardano le partecipazioni possedute da imprese controllate non consolidate.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Azionisti	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.002.922.176	Ministero dell'economia e delle finanze	20,32		
				Cassa depositi e prestiti	10,00		
				Eni SpA	5,76		
				Altri Soci	63,92		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	EUR	912.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti SpA	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Consorzio Set Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	200.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Reggente SpA	Lucera	EUR	260.000	Stargas Italia SpA	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Soci terzi	0,04		
Stargas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	29.500.000	Soc. Petr. Italiana SpA	100,00	99,96	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni Exploration BV	95,00	100,00	C.I.
				Eni Intern. BV	5,00		
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak BV	80,00		P.N.
				Eni Exploration BV	20,00		
Agip Malta Exploration BV (1) (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		Co.
Agip Mauritania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(1) La società ha una filiale a Malta che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Oil Ecuador BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.148	Agip Azerbaijan BV	100,00		
American Maritime Transport Inc	Dover (USA)	USD	0,001	Eni AUL Ltd	100,00		Co.
Blackfriars Oil and Gas Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	10.131.111	Eni ULT Ltd Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni A E P Ltd (ex Agip Exploration & Production Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV (ex Agip Algeria Exploration BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (e) **(ex Monument Resources International Ltd Sàrl)**	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV (ex Agip Algeria Production BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd (ex Lasmo (Ambalat) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd (ex Lasmo America Ltd)	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci terzi	0,07 (a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (3) **(ex Agip Angola Exploration BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (3) **(ex Agip Angola Production BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (ex Agip North Sea Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AOG Ltd (ex Agip Oil & Gas Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc Eni UK Ltd Eni UK Property Ltd	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Eni Exploration BV Eni Intern. BV	99,50 0,50		P.N.
Eni AUL Ltd (ex Lasmo (AUL) Ltd)	New York (USA)	USD	10.000	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV (ex Agip Australia BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd (ex Agip Australia Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni BBH Ltd Eni BB Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (ex Agip (BBH) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd (ex Agip (BBI) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni AOG Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Ltd (ex Agip (BB) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	82.733.977,50	Eni AOG Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Il capitale di 100.072.000 azioni si riferisce ad azioni privilegiate senza diritto di voto, possedute interamente da soci terzi, per 100.000.000 azioni e ad azioni ordinarie, possedute interamente dall'Eni UHL Ltd, per 72.000 azioni.
Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni UHL Ltd 100,00
Soci terzi 0,00

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(2) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(3) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni BBOH Ltd **(ex Agip (BBOH) Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni BB Ltd Eni A E P Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Pipeline Llc **(ex British-Borneo Pipeline Llc)**	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni US Operating Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Birch Ltd **(ex Agip Birch Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni BBH Ltd Eni BB Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Brupex Ltd **(ex Brupex Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	11.600.000	Eni AOG Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd **(ex Lasmo (Bukat) Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV **(ex Agip China BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA **(ex Agip Congo SA)**	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni Intern. BV Eni Intern. NA NV Eni Exploration BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV **(ex Agip Croatia BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV **(ex Lasmo Venezuela BV)**	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deepwater Llc **(ex British-Borneo Deepwater Llc)**	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV **(ex Agip Denmark BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni DMF Ltd **(ex Lasmo (DMF) Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	6.440.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd **(ex Agip Elgin/Franklin Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy BV **(ex Agip Energy BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd **(ex Monument Energy Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration BV **(ex Agip Exploration BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000.015	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Finance Inc **(ex Lasmo Finance Inc)**	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd **(ex Agip Forties Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA **(ex Agip Gabon SA)**	Port Gentil (Gabon)	USD	328.241,19	Eni Intern. BV Eni Exploration BV Eni Tunisia BV Eni Algeria Production Soci terzi	99,92 0,03 0,01 0,01 0,03	99,97	C.I.
Eni Ganal Ltd **(ex Lasmo (Ganal) Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Gas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV	100,00		Co.
Eni Grand Maghreb BV **(ex Lasmo Grand Maghreb BV)**	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90,45	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Guibsen Exploration BV **(ex Agip Guibsen Exploration BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Guyana BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd **(ex Lasmo (Indonesia) Ltd)**	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni ULX Ltd Eni Neptune Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni International Exploration Ltd (ex Lasmo (International Exploration) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni ULX Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni International Ltd (ex Lasmo International Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl (e) (ex Agip International (NA) NV)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Investments Plc (ex Agip Investments Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	2.750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV (ex Agip Iran BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iran Petroleum BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Ireland BV (ex Agip Ireland BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Jpda 03-13 Ltd (ex Agip Australia 91-13 Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni BBH Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Jpda 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni Krueng Mane Ltd (ex Lasmo Krueng Mane Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc (ex Lasmo Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Trustee Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	50,00 50,00		Co.
Eni Linv Ltd (ex Lasmo Investments Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	180.517	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Ltd (ex Monument (Liverpool Bay) Petroleum Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Resources Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd (ex Lasmo North Sea Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Malacca Ltd (ex Lasmo Malacca Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Overseas Holding Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Malagot Ltd (ex Lasmo (Malagot) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Energy BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc (ex British-Borneo Marketing Inc)	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mep Ltd (ex Monument Exploration & Production Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Methodplan Ltd (ex Methodplan Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	52.015.032	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni MHH Ltd (ex Monument Hydrocarbon Holdings Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,15	Eni MOG Ltd Eni Nimex Ltd	62,14 37,86	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd (ex Lasmo Exploration (Middle East) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mitre Ltd (ex Monument Petroleum Mitre Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	18.880.500	Eni MHH Ltd Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni MOG Ltd (ex Monument Oil & Gas Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd Eni LNS Ltd	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Monument Trustees Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni Resources Ltd	100,00		Co.
Eni Morocco BV (ex Lasmo Overseas Nederland (II) BV)	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Nederland BV (ex Lasmo Nederland BV)	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	265,50	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (ex Neptune Oil Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Nimex Ltd (ex Nimex Resources Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	14.214.491	Eni MOG Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS (ex Norsk Agip AS)	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV (ex Agip North Africa BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd (ex Lasmo Oil (Algeria) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Intern. Ltd Eni Neptune Ltd	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA (ex Agip Oil do Brasil SA)	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	579.955.000	Eni Exploration BV Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc (ex Lasmo Oil & Gas Inc)	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV (ex Lasmo Holdings BV)	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90,90	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil US Llc (ex Agip Oil US Llc)	Wilmington (USA)	USD	150.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (ex Lasmo Overseas Holding Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd (ex Lasmo Oil Pakistan Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Pakistan M Ltd Sàrl (e) **(ex Lasmo (MP) Ltd Sarl)**	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd (ex Agip Papalang Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum BV (ex Agip Petroleum BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc (ex Agip Petroleum Co Inc)	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Exploration Co Inc (ex Agip Petroleum Exploration Co Inc)	Houston (USA)	USD	44.000.000	Eni Petroleum	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd (ex Agip Popodi Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd (ex Lasmo Rapak Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (ex Monument Resources Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd (ex Lasmo Securities Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Sesulu Ltd (ex Lasmo Sesulu Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (e)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni TNS Holdings Ltd (ex Lasmo (TNS) Holdings Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	51.926.497,56	Eni LNS Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd (ex Lasmo (TNS) Ltd)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,01	Eni TTO Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading BV (ex Agip Trading BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading Ltd (ex Lasmo Trading Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV (ex Agip Trinidad and Tobago Exploration BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd (ex Agip Trinidad and Tobago Ltd)	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Eni Exploration BV Eni Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd (ex Lasmo (TTO) Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni TNS Holdings Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia Bek BV (ex Lasmo Tunisia BV)	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV (ex Agip Tunisia BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (ex Lasmo (UFAIL) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	148.905.199	Eni ULT Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd (ex Lasmo (UHL) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd (ex Agip (UKCS) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni AOG Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Ltd (ex Agip (UK) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Property Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd (ex Lasmo (ULT) Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd (ex Lasmo (ULX) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni USA Inc (ex Lasmo (USA) Inc)	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV (ex Agip Venezuela BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (ex Agip Ventures Plc)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni Intern. BV Eni Exploration BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Indonesia Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd Eni Grand Maghreb	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Insurance Ltd (c)	Douglas (Isola di Man)	GBP	1.000.000	Eni Lasmo Plc Eni Neptune Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,1	Eni Overseas Holding Ltd	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Petroleum Development BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV Soci terzi	90,00 10,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Sanga Sanga Ltd (d)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Overseas Holding Ltd	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (UOG) Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2.425.100	Eni ULT Ltd Eni Neptune Ltd	99,99 (..)		Co.
Lasmo (UPET) Inc	Calgary (Canada)	CAD	0,1	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (WP) Inc	Wilmington (USA)	USD	39.274	Eni Intern. Explor. Ltd	100,00	100,00	C.I.
London & Scottish Marine Oil Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	500.000	Oil Exploration (in liquidazione) Eni Neptune Ltd	99,99 (..)		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni Exploration BV Eni Intern. BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni Intern. BV Eni Exploration BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Co Ltd Nigerian Agip Explor. Ltd	99,00 1,00		P.N.
Oil Exploration (Holdings) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.300.000	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Oil Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni MHH Ltd	100,00		Co.
Pennant Insurance Co Ltd (c)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Secab Niugini Pty Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	486.636	Eni MEP Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(d) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acquedotto di Savona SpA	Savona	EUR	500.000	Soc. Az. Condotta	100,00	67,04	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	EUR	600.000	Soc. Az. Condotta	100,00		Co.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	EUR	525.000	Italgas	100,00	99,99	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	78,21 21,48 0,31	99,68	C.I.
Energia Sicilia Srl	Siracusa	EUR	2.250.857	Italgas	100,00	99,99	C.I.
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	49,04	C.I.
EniPower Iniziative Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	EniPower SpA	100,00		Co.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	589.697.849,94	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000.000	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	11.362.449	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000	Italgas Italgas Più SpA Eni SpA	41,75 40,07 18,18	99,99	C.I.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	41,75 9,28 48,97	51,03	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	59,12	C.I.
Greenstream SpA	San Donato Milanese	EUR	8.000.000	Greenstream BV Eni Tunisia BV	99,99 (..)	75,00	C.I.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas	100,00	99,99	C.I.
Italgas Più SpA	Torino	EUR	30.080.000	Italgas	100,00	99,99	C.I.
Italgas Rete Srl	Torino	EUR	20.000	Italgas	100,00		Co.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	5.000.000	Napoletana Gas	100,00	99,68	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	49.200.000	Italgas Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	EUR	100.000	Napoletana Gas Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Slim Sicilia SpA	Siracusa	EUR	9.804.000	Energia Sicilia Italgas	60,00 40,00	99,99	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.000.000	Eni SpA Soci terzi	59,12 40,88	59,12	C.I.
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (#)	Torino	EUR	4.076.261	Italgas Soci terzi	67,05 32,95	67,04	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	13.500.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il gas pA	Torino	EUR	348.523.506	Eni SpA Sofid	99,75 0,25	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Italgas Soci terzi	51,00 49,00	50,99	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana Italgas Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,59	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power CH SA (e)	Lugano (Svizzera)	CHF	18.500.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Trading Europe BV (ex Lasmo Overseas Nederland (VII) BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	91.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G & P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	358.000.000	Eni Intern. BV Italgas	80,00 20,00	99,99	C.I.
Gerecse Gazvezetèk Epito es Vagyonkezelo Rèszvenytàrsasàg	Tatabànya (Ungheria)	HUF	6.096.000	Turul Gàavezetèk Soci terzi	50,44 49,56		
Greenstream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Italgas Soci terzi	76,00 24,00	75,99	C.I.
Samco SA (e)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmediterranean Eni Intern. BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		Co.
Scogat - Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni Intern. BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00		Co.
Tigaz Rt Tiszantuli Gazszolgaltato Rèszvenytàrsasàg	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Italgas Eni SpA Soci terzi	40,00 10,00 50,00	49,99	C.I.
Tigaz 2 Földgás Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft (ex Mol. Gàz Kereskedelmi Korlàtolt Felelossègu Tàrsasàg)	Szolnok (Ungheria)	HUF	4.650.000.000	Tigaz Rt Soci terzi	89,31 10,69	44,65	C.I.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (c)	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (4)	St. Helier (Jersey)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gàavezetèk Epito Rèszvenytàrsasàg	Tatabànya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigaz Rt Soci terzi	58,42 41,58		Co.
Zsambrkgaz Gazvezetek Epitteto es Vagynokezelo Rèszvenytàrsasàg SpA	Bicske (Ungheria)	HUF	1.050.000.000	Tigaz Rt Soci terzi	96,28 3,72		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(4) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede amministrativa è soggetta ad imposizione in Italia.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Roma	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		Co.
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Gas Srl	Roma	EUR	103.200	AgipRete SpA	100,00		P.N.
AgipRete SpA (ex Reful Srl)	Roma	EUR	15.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	AgipRete SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittàducale	EUR	5.160	AgipRete SpA Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	EUR	26.000	Eni SpA Soc. Petr. Italiana SpA	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	97.607	Eni SpA AgipFuel Soci terzi	50,00 40,85 9,15		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipRete SpA Soci terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA (ex Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl)	Genova	EUR	1.290.000	Praoil Oleod. Italiani	100,00	100,00	C.I.
Italiana Petroli SpA (ex Italiana Petroli Srl)	Genova	EUR	39.767.748	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela Srl)	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Re.Gas Srl	Brescia	EUR	5.409.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Seapad Srl	Genova	EUR	12.400.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Agip Austria GmbH (ex Agip Austria Aktiengesellschaft)	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni Intern. BV Agip Deutschland	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Bratislava Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	161.295.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceska Republika Sro (ex Agip Ceska Republika Sro Clen Koncernu)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Deutschland GmbH (ex Agip Deutschland AG)	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni Intern. BV AgipRete SpA	98,00 2,00	100,00	C.I.
Agip do Brasil SA	San Paolo (Brasile)	BRL	332.496.574,24	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (e)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,08	Eni Intern. BV Esain	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Française SA	Lione (Francia)	EUR	65.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Hungaria Rt	Budapest (Ungheria)	HUF	10.991.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,41 0,59	99,41	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Pannonia Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	2.157.570.000	Agip Hungaria	100,00	99,41	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alges (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	238.763.100.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,97 0,03	99,97	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutschland	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	669.728.900	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	270.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (Suisse) SA (e)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Agip Trading Services BV (5)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA (e)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (e)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		Co.
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	Eni Intern. BV Soci terzi	72,50 27,50		P.N.
Romania Petrol Distributie Srl (in liquidazione)	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrifiants SA	Lione (Francia)	EUR	8.286.850	Agip Française	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA (e)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(5) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Dunastyr Polystyrene Manufacturing Co Ltd	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Benelux Polimeri Europa Handel.	77,92 11,04 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	4.537,80	Polimeri Europa UK Ltd	100,00		Co.
Polimeri Europa Americas Inc	Delaware (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Distr. SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution France SAS	Grenoble (Francia)	EUR	17.170.785,40	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (e)	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	EUR	49.607.884	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Polimeri Europa France Snc	Mardyck (Francia)	EUR	144.718.288	Polimeri Europa Polimeri Europa Distr. Fr.	89,33 10,67	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	50.000	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Handelsgesellschaft mbH (ex EniChem Deutschland GmbH)	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	3.068.100	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Handel.	90,00 10,00		Co.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Pacific Ltd (d)	Hong Kong (Cina)	USD	1.000.000	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Polimeri Europa Polska Sp z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Europa UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		Co.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(d) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Ingegneria e Costruzioni

Costruzioni e perforazioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	440.713.700	Eni SpA Sofid Soci terzi	42,93 (b) 0,05 57,02	43,00	C.I.
IN ITALIA							
Bos Italia Srl	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	EUR	10.000	Tecnomare SpA Saipem Ener. SpA	50,00 50,00		Co.
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	EUR	51.645,70	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,10	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem Eni SpA	50,00 50,00	71,50	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Sonsub SpA	Venezia - Marghera	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
ALL'ESTERO							
Boscongo SA (ex Bouygues Offshore Congo SA)	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,98 0,02	42,99	C.I.
Bos Corp. Inc	Houston (USA)	USD	1.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Bouygues Offshore Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)	43,00	C.I.
Bouygues Offshore - UIE Ltd	Glasgow (Scozia)	GBP	3.300.000	Bouygues Offshore Ltd	100,00	43,00	C.I.
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	0,1	Saipem SA	100,00	43,09	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH	Spergau (Germania)	EUR	0,1	Camom Gesellschaft	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	Nangis (Francia)	EUR	915.000	Camom SA Soci terzi	99,98 0,02	42,99	C.I.
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest	S. Vigor d'Ymonville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03	42,97	C.I.
Csmi Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.525	Camom SA Entreprise Nouvelle	99,00 1,00	43,00	C.I.
Delong Corporation	Houston (USA)	USD	21.489	Saipem SA	100,00		Co.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Doris Development Canada Ltd	St. John's (Canada)	CAD	10.000	Doris Engineering SA	100,00		
EMC Netherlands BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(b) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:

Eni SpA	42,95
Sofid	0,05
Soci terzi	57,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Er Sai Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
European Marine Contractors Llc	Delaware (USA)	USD	1.000	European Marine	100,00	75,06	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd European Mar. Invest.	50,00 50,00	75,06	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Eni Intern. BV Saipem Intern.	90,00 10,00	94,30	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS	100,00		P.N.
Global Petroprojects (e) Services AG SA Ltd	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise Nouvelle Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.P.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	100.000	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	55,00 45,00	23,59	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid Group	99,99 0,01	43,00	C.I.
International Development Process and Engineering Ltd	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	200.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	19.032.170	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	Wilmington (USA)	USD	101.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
Petromar Lda (e)	Luanda (Angola)	USD	357.143	Delong H. - Ecmp Soci terzi	70,00 30,00	30,10	C.I.
PT Bouygues Offshore Indonesia Ll	Jakarta (Indonesia)	IDR	2.176.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,90 0,10	43,00	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	16.000.000	Saipem Intern. Saipem Asia	99,99 0,01	43,00	C.I.
PT Sofresid Indonesia Ll	Jakarta (Indonesia)	IDR	3.016.000.000	Sofresid SA Sofresid Aquitaine SA	99,90 0,10	43,00	C.I.
Saibos Akogep Snc	Guyancourt (Francia)	EUR	39.000	Saibos SAS Soci terzi	70,00 30,00	30,10	C.P.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Saibos Fze (d)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos Constr.	100,00	43,00	C.I.
Saibos SAS (ex Saibos (Services) SAS)	Guyancourt (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)		Co.
Saipem Algerie SA (ex Bos-Sofresid-Algerie SpA)	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Sofresid Group Soci terzi	99,94 0,01 0,01 0,04	42,98	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(d) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Argentina S.A.M.I.C. y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (d)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern.	100,00		P.N.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	97,00 3,00	41,71	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda (ex Saipem do Brasil Ltda)	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.814.327	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Saipem Energy International Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	6.000.000	Saipem UK Ltd	100,00	43,00	C.I.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Inc	Houston (USA)	USD	1.000.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Victoria Isl.- Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA (e)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.023.094	Saipem SGPS Saibos Constr.	99,99 (..)	43,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (d)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,94 (a) 58,06	17,20	C.I.
Saipem Mediterranean Services Llc	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Soci terzi	89,41 10,59	38,45	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,24	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem SA (6)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	25.618.038,96	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. ERS	99,98 0,02		P.N.
Saipem Singapore Pte Ltd (7) **(ex Bouygues Offshore Singapore Private Ltd)**	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. European Mar. Invest.	75,00 25,00	55,83	C.I.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS Soci terzi	86,00 14,00	36,98	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	500.000	Saipem Energy Int.	100,00		P.N.
Sas Port de Tanger SpA Semplificata (Francia)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem Intern. 40,00; Soci terzi 60,00

(d) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(6) La società ha una filiale negli Emirati Arabi Uniti, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(7) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto ad imposizione in Italia, salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello presentata all'Agenzia delle entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.I.
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	ERS Entreprise Nouvelle	50,00 50,00	43,00	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	42,89	C.I.
Société Civile Immobiliere Le Moulin de Saint Antoine	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	305	Saipem SA Camom SA	95,00 5,00		Co.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv. Equip. Gazi. Camom SA	99,90 0,10	42,89	C.I.
Société de Pose de Pipelines Snc	Nangis (Francia)	EUR	40.000	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	50,75 49,25		Co.
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Sofresid SA Sofresid Group	99,90 0,10	43,00	C.I.
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	42,98	C.I.
Société Robilliart SA (c)	Vallée Colons Noumea (Francia)	XPF	320.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,97 0,03		Co.
Sofresid Aquitaine SA (in liquidazione)	Pau (Francia)	EUR	82.272	Sofresid SA Soci terzi	99,53 0,47	42,80	C.I.
Sofresid Engineering SA (ex Sofresid Ouest SA)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,80	Sofresid SA Soci terzi	99,99 (..)	42,99	C.I.
Sofresid Group SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	41.957.020	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Sofresid Nord Snc (in liquidazione)	Dunkerque (Francia)	EUR	76.250	Sofresid SA Saipem SA	99,98 0,02	43,00	C.I.
Sofresid Provence Snc (in liquidazione)	Les Milles (Francia)	EUR	274.500	Sofresid SA Sofresid Group	99,99 0,01	43,00	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	38.325.080	Sofresid Group Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Sonsub A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd (c) (in liquidazione)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	100.000	Saipem Intern.	100,00		P.N.
Sonsub Inc	Wilmington (USA)	USD	43.333.335	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Star Gulf Free Zone Co (d)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SA Sofresid SA	60,00 40,00	43,00	C.I.
Stts Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soc. Nouv. Technigaz SA Soci terzi	57,00 3,00 40,00	25,80	C.P.
Studeurop SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.220.000	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	42,99	C.I.
Sud Est Cie	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,62 0,38		Co.
Tbe Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Soc. Nouv. Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00	30,08	C.I.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Linda a Velha Oeiras (Portogallo)	EUR	200.000	Saipem SA Soci terzi	85,00 15,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(d) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Ingegneria

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Aquater SpA	San Donato Milanese	EUR	10.320.000	Snamprogetti SpA Snamprogetti Sud	99,00 1,00	100,00	C.I.
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Aquater Soci terzi	45,06 10,28 44,66	55,34	C.P.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	EUR	20.658	Aquater Ambiente	50,00 50,00		Co.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Aquater Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Tecnoreti (in liquidazione)	Vibo Valentia	EUR	10.329	Snamprogetti Sud	100,00		Co.
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Aquater Soci terzi	50,41 8,92 40,67	59,33	C.P.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Aquater Soci terzi	43,36 10,21 46,43	53,57	C.P.
Snamprogetti Services SpA	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA Snamprogetti Sud	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti SpA	100,00	100,00	C.I.
ALL'ESTERO							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	43.695.000	Snamprogetti SpA Snampr. Management	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Africa Nigeria Ltd (SANL)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprogetti Netherl. Snampr. Management	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,20	Snamprogetti Netherl.	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sàrl (8)	Parigi (Francia)	EUR	22.867,50	Snamprogetti Netherl.	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Kazakhstan Ltd Liability Partnership	Almaty (Kazakhstan)	KZT	15.000.000	Snamprogetti Netherl. Snampr. Management	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snampr. Management	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (c)	Malta (Malta)	EUR	50.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (e)	Ginevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	99,99 0,01	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	ROL	51.033.400.000	Snamprogetti Netherl. Snampr. Management	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Management Soci terzi	75,00 25,00	74,99	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snampr. Management	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(8) La società ha una filiale nell'Oman, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	EUR	36.120.000	Syndial SpA - A. D.	100,00	99,99	C.I.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	26.021.958,56	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	99,96 0,04		Co.
Consorzio Centro Ricerche Sud (in liquidazione)	San Filippo del Mela	EUR	747.881	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.320	EniData Sofid	95,00 5,00		Co.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Porto Marghera	EUR	1.033.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	87,00 13,00		Co.
Ecocarb Srl	Porto Torres	EUR	53.813	Syndial SpA - A. D. Snamprogetti SpA	81,00 19,00		P.N.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniData SpA	San Donato Milanese	EUR	16.770.000	Eni SpA Syndial SpA - A. D.	81,00 19,00	99,99	C.I.
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	28.612.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Fosfotec Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	EUR	10.200	Syndial SpA A. D.	100,00		Co.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	52,00 48,00		Co.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA - A. D.	100,00	99,99	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	58,70 41,30		Co.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	EniData	100,00		Co.
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	18.000.000	Syndial SpA - A. D.	100,00		P.N.
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	EUR	516.000	Ambiente Soci terzi	60,00 40,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	EUR	1.548.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,08	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Syndial SpA - A.D.	52,00 16,00 16,00 16,00	90,87	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	EUR	102.684	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate (ex EniChem SpA)	San Donato Milanese	EUR	397.760.692	Eni SpA Soci terzi	99,99 (..)	99,99	C.I.
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	45,00 10,00 5,00 40,00	57,15	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Chemtrade (Proprietary) Ltd (in liquidazione)	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	3.000	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
Conserv Inc (in liquidazione)	Nichols (USA)	USD	60.000	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	99,00 1,00		Co.
EniChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	325.156.213,84	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
Oleodotto del Reno SA (e)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA - A. D.	100,00		Co.
Rheinische Oelleitungs GmbH	Bregenz (Austria)	EUR	4.215.024,38	Oleodotto del Reno	100,00		
Sudpetrol AG Fuer Erdoelwirtschaft	Monaco (Germania)	EUR	7.669.378,22	Syndial SpA - A. D.	100,00		P.N.
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(e) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Finanziaria Eni SpA Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid Eni SpA Snamprogetti SpA	69,25 26,75 4,00	99,73	C.I.
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	97,06 2,55 0,39	99,61	C.I.
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	EUR	25.824	Padana Assicur. Sofid Vita	50,00 50,00		Co.
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	2.600.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	EUR	8.600.000	Sofid	100,00		P.N.

ALL'ESTERO

Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni Intern. BV Eni Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (c)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni Intern. BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	621.516.190	Eni SpA Snamprogetti SpA	99,67 0,33	100,00	C.I.
Inversiones Venimmo CA (in liquidazione)	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	45,00 55,00		Co.
Agip Oil Co Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
AstPetroEnergy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Energy BV Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Carson Town Center	Los Angeles (USA)	USD	50.000	Carson Dev. Gen. Part.	100,00		
City Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	12.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Closed Joint Stock Co Astran	Astrakhan (Federazione Russa)	RUR	100.000	Eni Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Companhia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Egyptian International Gas Tecnology Co	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	50.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,1	Unimar Llc	100,00		Co.
Gaz Congo SA	Brazzaville (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Inagip Doo	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100,00	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Lukagip Midstream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Lukagip NV	100,00	50,00	C.P.
Lukagip NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	86.994.163	Eni Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras el Hekma Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep - Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Unimar Llc	Houston (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
United Gas Derivatives Co (UGDC)	Il Cairo (Egitto)	USD	42.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		Co.
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		Co.
Virginia Services Ltd Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Virginia Indonesia Co Llc	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ages SpA	Pisa Loc. Ospedaletto	EUR	79.711.401,36	Part. Industr. Soci terzi	46,07 53,93		P.N.
Azienda Energia e Servizi SpA	Torino	EUR	110.500.000	Italgas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA	Arcore	EUR	175.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Eni SpA Siciliana Gas SpA Soci terzi	(..) (a) 99,99 (..)		Co.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
We. Cube. Com SpA	Torino	EUR	666.668	Italgas Soci terzi	29,58 70,42		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Siciliana Gas SpA 50,00
Soci terzi 50,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Italgas Soci terzi	31,35 68,65		P.N.
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Italgas Hellas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Italgas Hellas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigaz Rt Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Italgas Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Pebe - Coop Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	12.000.000	Tigaz Rt Soci terzi	20,83 79,17		Co.
Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Italgas Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	EUR	72.672	Eni Intern. BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Austria Gasline Finance Co Ltd (c)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Trans Austria Gasleitung	100,00		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	EUR	7.669.378	Eni Intern. BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Transitgas AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(c) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas Srl	Case N. di Ceciliano	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Cam Petroli Srl	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio per il Giurista di Impresa Scarl	Genova	EUR	44.880	Italiana Petroli Soci terzi	22,73 77,27		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma Srl	Segrate	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Erg Nuove Centrali Srl	Siracusa	EUR	10.000	Eni SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	Priolo Gargallo	EUR	31.275.000	Eni SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Finifast Srl	Modena	EUR	600.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Hub Srl	Fiumicino	EUR	4.248.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Italoil Srl	Livorno	EUR	500.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	EUR	9.546.000	Eni SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	AgipRete SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Par Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Petra SpA	Ravenna	EUR	723.100	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	40,50 59,50		Co.
Raffineria di Milazzo ScpA	Messina	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saccne Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	AgipRete SpA Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Aet - Raffineriebeteiligungs-gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutschland Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Afssa SA (in liquidazione)	Atene (Grecia)	EUR	890.419,08	Eni Intern. BV Soci terzi	46,15 53,85		Co.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutschland Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Betingas Armazenadora SA	Betim (Brasile)	BRL	1.080.000	Agip do Brasil Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Bitumed - Société Mediterranée Bitumes	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	Monaco (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutschland Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carburoil SA	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip (Suisse) Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv. Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutschland Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metalplus Metalurgica Plus SA	Londrina (Brasile)	BRL	4.476.229	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	48,93 51,07		P.N.
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757,54	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Procesadora de Metales CA (in liquidazione)	Cuenca (Ecuador)	USD	14.000	Tecnoesa Soci terzi	31,71 68,29		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Superoctanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Utingas Armazenadora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	11.507.813,69	Agip do Brasil Soci terzi	31,00 69,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai - Guang Dong (Cina)	USD	8.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	34,41 65,59		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa	49,00		P.N.
				Syndial SpA - A. D.	20,20		
				EniPower SpA	8,90		
				Soci terzi	21,90		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Ingegneria e Costruzioni

Costruzioni e perforazioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Rosbos Scrl	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv. Equip. Gazi. Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Ateliers Ferroviaires d'Artix SA	Artix (Francia)	EUR	80.000	Camom SA Soci terzi	49,48 50,52		Co.
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Offshore Services (Thailand) Ltd (in liquidazione)	Bangkok (Thailandia)	THB	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
BOS Shelf Ltd Society	Baku City (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg	Spergau (Germania)	EUR	0,1	Camom Gesellschaft Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Entreprise Nouvelle Soci terzi	27,50 72,50	11,92	C.P.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Doris USA Inc	Houston (USA)	USD	1.500.000	BOS Corporation Inc Doris Engineering SA	50,00 50,00	21,50	C.P.
Eurig GmbH	Colonia (Germania)	EUR	25.000	Camom Gesellschaft Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eurig GmbH & Co Kg	Colonia (Germania)	EUR	250.000	Camom Gesellschaft Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	7.481.968	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras	100,00	21,50	C.P.
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Gaztransport et Technigaz SAS	Trappes (Francia)	EUR	370.288	Soc. Nouv. Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		P.N.
Katran-k Ltd Liability Co	Mosca (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Starstroi Ltd	100,00	21,50	C.P.
Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H. - Ecmp Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Lipardiz Construção de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21.50	C.P.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUR	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00	43,00	C.P.
Petrosupport SAS	Rueil Malmaison (Francia)	EUR	38.120	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Principia Recherche Developpement SA	La Ciotat (Francia)	EUR	1.300.000	Doris Engineering SA	100,00		
Saifor SpA (in liquidazione)	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	35.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	49,99 50,01		Co.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Sea Tank Co SA	Parigi (Francia)	EUR	46.800	Doris Engineering SA Soci terzi	99,62 0,38		
Servicios de Construçiones Caucedo Sarl	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30	21,37	C.P.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée Snc	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Sasp Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67	14,38	C.P.
Starstroi Ltd Liability Co	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Tss Dalia Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50	11,82	C.P.
Upstream Constructors International Fzco	Jebel Ali (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Constr. Soci terzi	50,00 50,00	21,50	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Aquater Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
Comest Srl	Roma	EUR	145.000	Aquater Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Ancedisa (in liquidazione)	Napoli	EUR	26.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645	Aquater Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità- Cepav Due	San Donato Milanese	EUR	51.645	Snamprogetti SpA Saipem SpA Aquater Soci terzi	35,00 12,00 5,00 48,00		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645	Snamprogetti SpA Aquater Saipem SpA Soci terzi	43,70 6,40 0,26 49,64	50,21	C.P.
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Palermo	EUR	154.800	Snamprogetti SpA Soci terzi	33,78 66,22		Co.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Uma	Napoli	EUR	20.655	Snamprogetti SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	EUR	12.394	Aquater Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 (a) 49,00		P.N.
SP-Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Subsidenza Ravenna Scarl (in liquidazione)	Roma	EUR	35.700	Aquater Soci terzi	28,57 71,43		Co.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snamprogetti SpA 50,00; Soci terzi 50,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
CMS&A Wll	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Management Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Rpco Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	18.455,53	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	51,00 (a) 49,00		P.N.
Spf - Tkp Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprogetti France Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSKJ - Us Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Snamprogetti USA Inc Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snamprogetti Netherl. 50,00
Soci terzi 50,00

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Abb Estense Service SpA	Ferrara	EUR	196.078	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Albacom SpA	Milano	EUR	248.720.235	Eni SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645	EniData Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	EUR	51.645,69	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845	Syndial SpA - A.D. Soci terzi	33,34 66,66		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,70	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	EniData Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA - A. D. Aquater Soci terzi	7,58 7,30 85,12		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
Gela Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Gela	EUR	516.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Ifm Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	3.600.000	Syndial SpA - A. D. Polimeri Europa Ambiente Soci terzi	27,94 18,15 2,92 50,99		P.N.
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	32,25 67,75		Co.
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
So.ri.s. SpA - Società di Rigenerazione Sludges	Serravalle Scrivia	EUR	2.840.475	Ambiente Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Thetis SpA	Venezia	EUR	6.288.955,65	Syndial SpA - A. D. Tecnomare SpA Soci terzi	32,08 6,45 61,47		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Marghera	EUR	8.736.495	Syndial SpA - A. D. Eni SpA Soci terzi	19,69 3,02 77,29		Co.
Venezia Tecnologie SpA	Porto Marghera	EUR	150.000	EniTecnologie Soci terzi	33,34 66,66		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Syndial SpA - A. D. 48,00; Soci terzi 52,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	105.027.272	EniTecnologie Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
Serdis Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	Syndial SpA - A. D. Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors - Ltd Liability Partnership	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Serfactoring SpA	Milano	EUR	5.160.000	Sofid Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Gasdotti Mezzogiorno SGM SpA	Frosinone	EUR	780.000	Soc. Petr. Italiana SpA Soci terzi	16,66 83,34

ALL'ESTERO

Applied Research & Technology Ltd	Inverness (Regno Unito)	GBP	919.002	Eni UK Ltd Soci terzi	19,73 80,27
Discovery Producer Services Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Eni BB Pipeline Llc Soci terzi	16,67 83,33
New Liberty Residential Co Llc	New Jersey (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Norsea Pipeline Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad)	USD	10.000	Eni Trinidad and Tobago Ltd Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia per il Risparmio Energetico Srl	Ancona	EUR	125.634	Eni SpA Soci terzi	13,81 86,19
Api Energy Srl	Milano	EUR	15.000	EniPower Soci terzi	12,50 87,50
Energy Agency of Livorno Province Srl	Livorno	EUR	52.000	Italgas Soci terzi	11,11 88,89
Insula SpA	Venezia Mestre	EUR	2.064.000	Italgas Soci terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas Soci terzi	13,29 86,71
Servizio di Informazioni Territoriali Integrate per l'Area Metropolitana SpA	Firenze	EUR	408.000	Fiorentina Gas Soci terzi	12,25 87,75
Società Canavesana Acque SpA	Torino	EUR	612.000	Soc. Azionaria Condotta Soci terzi	16,00 84,00

ALL'ESTERO

Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	614.040.000	Lng Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
Lusitaniagas - Companhia de Gas del Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Italgas Soci terzi	10,59 89,41
Nigeria Lng Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	790.927.000	Eni Intern. NA NV Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.000	Eni Gas & Power GmbH Soci terzi	13,04 86,96

Refining & Marketing

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agip Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni Intern. BV Soci terzi	16,33 83,67
Austrogas Ceh	Quito (Ecuador)	USD	308.534,64	Agip Ecuador SA Soci terzi	14,55 85,45
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip Française SDCL Soci terzi	16,80 0,01 83,19
Gastrader SA	Ciudad do Ushuaia (Argentina)	ARS	6.000	Eni Intern. BV Soci terzi	16,67 83,33
Gie Groupment Pétrolier de la Côte d'Azur	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip Française Soci terzi	18,00 82,00
Hydranten Betriebs Gesellschaft	Francoforte (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutschland Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni Intern. BV Soci terzi	12,25 87,75
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression	Ginevra (Svizzera)	CHF	420.000	Agip (Suisse) Soci terzi	14,29 85,71
Saudi European Petrochemical Co	Al Jubail (Arabia Saudita)	SAR	1.025.665.000	Ecofuel Soci terzi	10,01 89,99
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni Intern. BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Services Berlin Gbr	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutschland Soci terzi	12,50 87,50

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00
So. Tris. - Società Trattamento Rifiuti Speciali SpA	Ravenna	EUR	2.340.000	Ambiente Soci terzi	15,00 85,00
Sulcis Iglesiente Sviluppo ScpA	Cagliari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 18)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Bos Corp. Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Delong Hersent - Estudos, Constr. Maritimas e Partecip., Unip. Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington	Exploration & Production	Costituzione
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam	Gas & Power	Costituzione
Eni G & P Trading BV	Amsterdam	Gas & Power	Rilevanza
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Norge AS	Stavanger	Exploration & Production	Acquisizione
Eni US Operating Co Inc	Wilmington	Exploration & Production	Costituzione
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
International Development Process and Engineering Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto	Exploration & Production	Rilevanza
PT Sofresid Indonesia Ll	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
SAS Port de Tanger SpA Semplificata (Francia)	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Malta	Ingegneria	Acquisizione del controllo
Stargas Italia SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Tigaz 2 Földgáz Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft	Szolnok	Gas & Power	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 27)

Acquedotto Monferrato SpA	Torino	Gas & Power	Irrilevanza
Agip Malta Exploration Ltd	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Agip Praha AS	Praga	Refining & Marketing	Fusione
Agip Qatar BV	Amsterdam	Exploration & Production	Estinzione
Agip Yemen BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Blackfriars Oil and Gas Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni BB Petroleum Inc	Houston	Exploration & Production	Fusione
Eni Lasmo Trustee Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Monument Trustees Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Norge AS	Stavanger	Exploration & Production	Fusione
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Fusione
Eurosolare SpA	Roma	Altre attività	Fusione
International Maintenance Expertise Sarl	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Estinzione
Kerocosmo Petroli SpA	Castelnuovo Magra	Refining & Marketing	Fusione
Lasmo Petroleum Co Tunisia	Wilmington	Exploration & Production	Estinzione
Lasmo (UOG) Plc	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
London & Scottish Marine Oil Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	Petrolchimica	Fusione
Monument Resources (Caspian) Ltd Sarl	Lussemburgo	Exploration & Production	Estinzione
Oil Exploration (Holdings) Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Saipem Hellas Administration and Management of Ships Single Member Ltd Liability Co	Atene	Costruzioni e perforazioni	Estinzione
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria	Irrilevanza
Sofresid Conseil SA	Parigi	Costruzioni e perforazioni	Cessione
Sonsub International BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	In liquidazione
Territorio e Impresa SpA	Roma	Altre attività	Fusione
Union Industrielle pour le Cameroun Sarl	Douala	Costruzioni e perforazioni	Cessione

Imprese consolidate con il metodo proporzionale

IMPRESE INCLUSE (N. 9)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Eurig GmbH & Co Kg	Colonia	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Lipardiz Construçao de Estruturas Maritimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Lukagip Midstream BV	Amsterdam	Exploration & Production	Acquisizione
Saibos Akogep Snc	Guyancourt	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
STTS Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Tss Dalia Snc	Courbevoie	Costruzioni e perforazioni	Costituzione

Variazione del metodo di consolidamento

Offshore Design Engineering Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	

allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

Imprese controllate

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Roma
L'Assemblea dell'11 marzo 2003 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2002 che chiude con la perdita di 465.030 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.032.920 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
L'Assemblea del 14 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 1.268.176 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.080.000 euro.

AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl) - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 11.943.511 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire, utilizzando utili portati a nuovo di 270.291 euro, un dividendo di 12.000.000 di euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 23 giugno 2003. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni e la modifica della denominazione sociale in AgipFuel.
L'Assemblea del 20 ottobre 2003 ha approvato l'incorporazione della Kerocosmo Petroli SpA, le cui azioni erano interamente possedute dalla società. L'atto di fusione è stato stipulato in data 29 dicembre 2003 con effetto dalle ore 24,00 del 31 dicembre 2003.
La partecipazione nella società dopo la trasformazione è costituita da n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro, percentuale e capitale sociale immutati rispetto all'esercizio precedente.

AgipRete SpA (ex Reful Srl) - Roma
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 393.128 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni e la modifica della denominazione sociale in AgipRete.
La partecipazione nella società dopo la trasformazione è costituita da n. 15.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro, percentuale e capitale sociale immutati rispetto all'esercizio precedente.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo
L'Assemblea dell'11 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 1.582.522 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 5.278.335 euro mediante la riduzione del valore nominale delle azioni da 5,16 euro a 0,76 euro, imputando a riserva la perdita residua di 1.665 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 5,16 euro a n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 0,76 euro, pari all'88,48850% del capitale sociale di 912.000 euro.

Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA - Napoli
L'Assemblea del 18 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 6.944.596 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili portati a nuovo di 1.102.634 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.700.000 euro, pari a 0,50 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.654.125 euro in data 22 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 3.308.250 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 21,48214% del capitale sociale di 15.400.000 euro.

Consorzio Cogenerazione Fornovo - Fornovo di Taro
Il Comitato Direttivo del 12 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude in pareggio.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in una quota, pari al 70% del fondo consortile di 26.000 euro.

Consorzio Condeco Santapalomba - Pomezia
L'Assemblea del 24 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude in pareggio.
L'Eni ha versato a titolo di aumento del fondo consortile la somma di 9.295 euro.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in una quota, pari al 50% del fondo consortile di 97.607 euro.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 26 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 1.817.086 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 5.500 quote, pari al 50% del capitale sociale di 5.680.950 euro.

Ecofuel SpA - Milano
L'Assemblea del 5 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 24.844.708 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire un dividendo di 22.000.000 di euro, pari a 0,22 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 877.870 euro. L'Eni ha incassato la prima tranche del dividendo di 11.000.000 di euro in data 26 maggio 2003 e la seconda, di pari ammontare, in data 26 settembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Energy Maintenance Services SpA - San Donato Milanese
In data 5 giugno 2003 è stata costituita la società Energy Maintenance Services SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, avente per oggetto sociale lo svolgimento delle attività gestionali, operative e di ingegneria, finalizzate alla manutenzione, alla realizzazione di migliorie e modifiche, nonché alla costruzione di impianti industriali. L'Eni ha versato la somma di 60.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 50% del capitale sociale.
L'Assemblea del 22 luglio 2003 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 120.000 euro a 9.020.216 euro da eseguirsi in misura pari al 50% mediante conferimenti in natura; in esecuzione della delibera, l'Eni ha conferito, con efficacia dal 1° agosto 2003, il ramo d'azienda denominato "Manutenzione operativa Italia" valutato 4.450.108 euro, ricevendo in cambio n. 4.450.108 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna.
In data 22 dicembre 2003 l'Eni ha ceduto alla Saipem SpA una azione del valore nominale di 1 euro al prezzo di 1 euro.
La partecipazione nella società è costituita da n. 4.510.107 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 49,99999% del capitale sociale di 9.020.216 euro.

Eni Acqua Campania SpA - Napoli
L'Assemblea del 17 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 4.311.769 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.158.000 euro, pari a 0,84 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 43.304 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 424.116 euro in data 25 novembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 577.034 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti di 472.828 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 75.354 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

EniData SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 6.220.528 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva ammortamenti anticipati e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.752.500 euro, pari a 1,77 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 12.324 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.659.525 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 2.632.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'81% del capitale sociale di 16.770.000 euro.

Eni Exploration BV (ex Agip Exploration BV) - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 15 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 545.291.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale proprio fino a 460.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo, nonché la modifica della denominazione sociale in Eni Exploration BV.
L'Assemblea del 16 dicembre 2003 ha deliberato l'aumento del capitale da 460.000.000 di dollari USA a 480.000.000 di dollari USA a titolo di sovrapprezzo azioni. L'Eni ha versato la somma di 480.000.000 di dollari USA nel mese di dicembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 10.000.003 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 50.000.015 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 339.223 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 di euro.

Eni Gas & Power CH SA (già Snam International Holding AG - Zurigo) - Lugano (Svizzera)
L'Assemblea del 28 marzo 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 144.088 franchi svizzeri e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea dell'8 luglio 2003 ha deliberato: il trasferimento della sede sociale a Lugano; la modifica della denominazione sociale in Eni Gas & Power CH SA; la modifica dell'oggetto sociale da attività di holding di partecipazioni ad attività di commercializzazione di capacità di trasporto; la riduzione del valore nominale delle azioni da 1.000 franchi svizzeri a 1 franco svizzero.
In data 8 ottobre 2003 l'Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta di n. 9.065.000 azioni del valore nominale di 1 franco svizzero, corrispondente al 49% del capitale sociale all'Eni International BV per il corrispettivo di 10.951.657 franchi svizzeri, corrispondente al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2002.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)
L'Assemblea del 10 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 7.587.315 dollari USA e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di 7.500.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 87.315 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 7.499.850 di dollari USA in data 2 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 28 febbraio 2003 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 250 milioni di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. L'Eni ha versato la somma di 180.398.121 dollari USA in data 3 marzo 2003 e di 68.770.554 in data 19 dicembre 2003.
L'Assemblea del 7 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 1.728.691.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire ai soci, in una o più tranche, un dividendo di 1.552.867.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 175.824.000 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.547.703.000 dollari USA nel secondo semestre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 123.889.889 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 99,66747% del capitale sociale di 621.516.190 euro.

Eni International Resources Ltd (ex Weddec Plc) - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea dell'11 giugno 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude in pareggio. L'Assemblea ha deliberato altresì di modificare la denominazione sociale in Eni International Resources Ltd.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,998% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc (ex Agip Investments Plc) - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 27 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 311.206.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì di modificare la denominazione sociale in Eni Investments Plc.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 2.750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 2.750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA (ex Agip Medio Oriente SpA) - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 100.120 euro e ha deliberato di procedere al frazionamento delle 800.000 azioni del valore nominale di 1,03 euro rappresentanti il capitale sociale in 82.400.000 azioni del valore nominale di 0,01 euro e di coprire le perdite cumulate di 537.628 euro mediante la riduzione del capitale sociale da 824.000 a 286.372 euro da eseguirsi con l'annullamento di 53.762.800 azioni del valore nominale di 0,01 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì di ricostituire il capitale da 286.372 euro a 824.000 euro mediante emissione di n. 53.762.827 nuove azioni e di raggruppare le 82.400.000 azioni del valore nominale di 0,01 euro in 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, nonché di modificare la denominazione sociale in Eni Medio Oriente SpA. L'Eni, in pari data, ha sottoscritto il predetto aumento di capitale sociale e a parziale liberazione (3/10) ha versato la somma di 161.288 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 800.000 azioni del valore nominale di 1,03 euro a n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (ex Agip SpA) - Gela
L'Assemblea del 20 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 31.168,60 euro e ha deliberato di procedere al frazionamento delle 400.000 azioni del valore nominale di 0,51 euro rappresentanti il capitale sociale in 20.400.000 azioni del valore nominale di 0,01 euro e di coprire le perdite cumulate di 100.087,39 euro mediante la riduzione del capitale sociale da 204.000 a 103.912,61 euro da eseguirsi con l'annullamento di 10.008.739 azioni del valore nominale di 0,01 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì di aumentare il capitale da 103.912,61 euro a 200.000 euro mediante emissione di n. 9.608.739 nuove azioni e di raggruppare le n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 0,01 euro in 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, nonché di modificare la denominazione sociale in Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e di trasferire la sede sociale da San Donato Milanese a Gela. L'Eni SpA, in pari data, ha sottoscritto il predetto aumento di capitale sociale e a parziale liberazione (3/10) ha versato la somma di 28.826 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 400.000 azioni del valore nominale di 0,51 euro a n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc (ex Agip Petroleum Co Inc) - Dover (USA)
L'Assemblea del 14 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 104.033.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì di modificare la denominazione sociale in Eni Petroleum Co Inc.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

Eni Portugal Investment SpA - Roma
L'Assemblea del 9 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 88.476.628 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di parte della riserva sovrapprezzo azioni.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 321.240 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 321.240.000 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 18 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 86.028.686 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 81.718.750 euro.
In data 15 dicembre 2003 l'Eni ha versato la somma di 180.000.000 di euro corrispondente ai residui 6/10 dell'aumento di capitale sociale da 289.697.850 euro a 589.697.850 euro deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 maggio 2002.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.156.270.294 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale di 589.697.850 euro.

Eni Servizi Amministrativi SpA - San Donato Milanese
In data 31 gennaio 2003 l'Eni ha ceduto la partecipazione nella società (100%) alla Sofid SpA per il corrispettivo di 12.029.000 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2002.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 1.769.648 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.675.182 euro, pari a 58,50 euro per azione, attribuendo l'utile residuo di 1.380 euro alla riserva facoltativa. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.400.022 euro.
In data 4 giugno 2003 l'Eni ha acquistato dalla Syndial SpA (ex EniChem SpA) e dalla Snamprogetti SpA, rispettivamente, n. 3.120 azioni e n. 1.560 azioni del valore nominale di 1.000 euro per il corrispettivo di 4.843.519 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2002, dedotto il dividendo distribuito agli azionisti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 23.932 azioni, pari all'83,64322% del capitale sociale, a n. 28.612 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 28.612.000 euro.

Eurosolare SpA - Roma
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 23.422.902 euro che residua in 380.289 euro dopo la copertura della perdita di 23.042.612 euro deliberata dall'Assemblea del 20 dicembre 2002 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2002.
L'Assemblea del 22 settembre 2003 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2003 che chiude con la perdita di 5.020.171 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 5.400.460 euro mediante accorpamento delle n. 7.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro in un'unica azione del valore nominale di 7.000.000 di euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la riduzione del valore nominale dell'unica azione da 7.000.000 di euro a 1.599.540 euro, di frazionare l'unica azione del valore nominale di 1.599.540 euro in n. 1.599.540 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha inoltre deliberato la ricostituzione del capitale sociale a 7.000.000 di euro mediante emissione di n. 5.400.460 azioni del valore nominale di 1 euro.
L'Eni ha sottoscritto, in pari data, n. 5.400.460 azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 5.400.460 euro.
In data 9 ottobre 2003 l'Eni ha ceduto all'EniTecnologie SpA l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 7.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale, per il corrispettivo di 7.000.000 di euro pari al capitale sociale.

Fiorentina Gas SpA - Firenze
Il capitale sociale della società si è ridotto da 5.000.000 a 3.000.000 di euro a seguito della scissione parziale proporzionale, stipulata con atto del 30 dicembre 2002 e avente efficacia dal 2 gennaio 2003, della partecipazione nella Fiorentina Gas Clienti SpA alla società beneficiaria Fiorentina Gas Vendita SpA.
A seguito della scissione, il numero delle azioni del valore nominale di 1 euro, si è ridotto da n. 463.925 a n. 278.355; la quota di partecipazione, pari al 9,27850%, è rimasta immutata.
L'Assemblea del 24 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 1.439.433 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Fiorentina Gas Clienti SpA - Firenze
L'Assemblea del 24 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 2.402.027 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di coprire la perdita dell'esercizio precedente di 10.859 euro e di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.223.795 euro.
Con atto di fusione stipulato il 19 dicembre 2003, avente efficacia dal 23 dicembre 2003, la società ha incorporato la controllante Fiorentina Gas Vendita SpA che ne deteneva l'intero capitale sociale.
A seguito dell'incorporazione, all'Eni sono state assegnate n. 1.090.926 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, pari al 18,1821% del capitale sociale di 6.000.000 di euro della società, in concambio di quelle della società incorporata che sono state annullate.

Fiorentina Gas Vendita SpA - Firenze
La società è stata costituita come società beneficiaria della scissione parziale proporzionale della partecipazione in Fiorentina Gas Clienti SpA, avvenuta in data 2 gennaio 2003, da parte della trasferente Fiorentina Gas SpA.

A seguito della scissione, l'Eni ha ricevuto n. 185.570 azioni della società, pari al 9,27850% del capitale sociale di 2.000.000 di euro, rappresentato da n. 2.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro.
In data 11 febbraio 2003 l'Eni ha acquistato n. 178.072 azioni, pari all'8,9036% del capitale sociale per il corrispettivo di 3.027.224 euro, portando la propria quota di partecipazione al 18,1821%.
In data 19 dicembre 2003 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di Fiorentina Gas Vendita SpA nella controllata Fiorentina Gas Clienti SpA, con efficacia dal 23 dicembre 2003. A seguito della fusione sono state annullate n. 363.642 azioni possedute dall'Eni nell'incorporata e assegnate n. 1.090.926 azioni dell'incorporante, pari al 18,1821% del capitale sociale di 6.000.000 di euro.

Galatea Srl (in liquidazione) - Stella
In data 17 febbraio 2003 la partecipazione, rappresentante il 100% del capitale sociale della società, è stata ceduta all'AgipRete SpA per il corrispettivo di 43.281 euro, pari al patrimonio netto risultante dal progetto di bilancio al 31 dicembre 2002.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di amministrazione del 6 febbraio 2003 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2002 che chiude con l'utile di 1.771.278 lire sterline e ne ha deliberato l'utilizzo a copertura parziale delle perdite di esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 318.964 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Italiana Petroli SpA - Genova
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 8.154.226 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 7.746.515 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 28 maggio 2003. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni.
La partecipazione nella società dopo la trasformazione è costituita da n. 39.767.748 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 39.767.748 euro, percentuale e capitale sociale immutati rispetto all'esercizio precedente.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 19.319.096 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire la perdita dell'esercizio precedente di 18.744 euro e di distribuire un dividendo di 18.277.083 euro, pari a 0,07587 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 57.314 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 13.907.379 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.001.000 euro, pari a 0,1667 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 8.906.379 di euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.337.768 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 8.025.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 26,75% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Petroven Srl - Genova
In data 17 febbraio 2003 è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA la quota di partecipazione posseduta, rappresentante il 68% del capitale sociale della società, per il corrispettivo di 1.374.280 euro, pari al patrimonio netto sottostante risultante dalla situazione patrimoniale al 30 giugno 2002.

Polimeri Europa SpA - Brindisi
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 233.320.585 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.465.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.465.000.000 di euro.

Praoil Oleodotti Italiani SpA - Genova
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 1.358.071 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 1.292.850 euro, pari a 9 euro per azione, utilizzando utili portati a nuovo per 2.683 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 21 maggio 2003.
L'assemblea del 6 maggio 2003 ha deliberato il frazionamento delle 143.650 azioni del valore nominale di 516,46 euro in 74.189.479 azioni del valore nominale di 1 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 143.650 azioni del valore nominale di 516,46 euro a n. 74.189.479 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 74.189.479 euro.

Raffineria di Gela SpA - Gela
L'Assemblea del 16 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 173.497 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni. La partecipazione nella società dopo la trasformazione è costituita da n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro, percentuale e capitale sociale immutati rispetto all'esercizio precedente.

Re.Gas Srl - Brescia
L'Assemblea del 28 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 4.715 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in una quota del valore nominale di 5.409.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.409.000 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 2 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 70.253.984 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo unitario di 0,144 euro alle azioni ordinarie e di 0,174 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 63.334.604 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 3.385.830 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 27.245.796 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 189.206.919 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,93193% del capitale sociale di 440.713.700 euro rappresentato da azioni ordinarie.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 12.273 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 18 dicembre 2003 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 516.000 euro a 15.000.000 di euro, da attuarsi previa riduzione del valore nominale delle azioni da 5,16 euro a 1 euro ciascuna, mediante emissione di n. 14.484.000 azioni del valore nominale di 1 euro.
In pari data l'Eni ha sottoscritto n. 14.484.000 azioni del valore nominale di 1 euro, versando a totale liberazione delle stesse l'importo di 14.484.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 100.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro a n. 15.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.000.000 di euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma
L'Assemblea del 18 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 23.099 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Servizi Turistici Grantour SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 707.603 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 672.000 euro, pari a 1,68 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 223 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 23 giugno 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di 3,87 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.548.000 euro.

Sieco SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 242.871 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale, alla riserva ammortamenti anticipati e alla riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.353.151 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 52% del capitale sociale di 13.427.419 euro.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 28 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 7.063.397 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 103.200.000 euro.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 48.371.150 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di portare a nuovo l'utile residuo di 48.326.338 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì di utilizzare parte della riserva da sovrapprezzo azioni per distribuire agli azionisti un dividendo di 312.800.000 euro, pari a 0,16 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 186.944.000 euro in data 22 maggio 2003.
In esecuzione dell'impegno assunto in sede di Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione di azioni Snam Rete Gas SpA, l'Eni ha ceduto a titolo gratuito (Bonus Share) n. 12.556.930 azioni della società. L'impegno prevedeva di attribuire gratuitamente n. 10 azioni ordinarie Snam Rete Gas SpA per ogni 100 azioni assegnate, fino a un massimo di 300 azioni, a coloro che avessero conservato la titolarità ininterrottamente per 18 mesi dal 6 dicembre 2001.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 1.168.400.000 azioni, pari al 59,76471% del capitale sociale, a n. 1.155.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 59,12241% del capitale sociale di 1.955.000.000 di euro.

Società Italiana per il Gas pA - Torino
A seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni della società, conclusasi il 27 gennaio 2003, e del successivo *squeeze out* sono state acquistate n. 195.317.382 azioni, pari al 56,04138% del capitale della società, per il corrispettivo di 2.539 milioni di euro (13 euro per azione).
L'Assemblea del 19 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 62.956.457 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di portare a nuovo l'utile residuo di 21.442.036 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 152.343.132 azioni, pari al 43,71206% del capitale sociale di 348.515.106 euro, a n. 347.660.514 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,75239% del capitale sociale di 348.523.506 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 6 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 10.978.464 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.983.920 euro, pari a 0,123 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 8.980.697 euro.
L'Assemblea del 22 dicembre 2003 ha approvato il conferimento di un ramo d'azienda alla Stargas Italia SpA (100% Società Petrolifera Italiana) costituito essenzialmente dalla totalità dei titoli minerari e relative pertinenze, dalle infrastrutture per il trasporto del gas, dal gas stoccato, dai terreni, dai fabbricati, dal personale dipendente, nonché dalla partecipazione dell'81,63% nella Reggente SpA per un valore netto di perizia di 116 milioni di euro. Il conferimento è avvenuto in data 22 dicembre 2003 con efficacia a far data dalle ore 24,00 del 31 dicembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 21.946.245 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 20.726.394 euro, pari a 0,126 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 119.227 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 20.117.659 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 159.663.964 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 97,063% del capitale sociale di 85.537.499 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 ottobre 2002 che chiude con l'utile di 108.504.744 euro e ha deliberato, dopo la copertura delle perdite portate a nuovo di 93.185 euro e previo accantonamento alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire un dividendo di 108.065.905 euro, pari a 0,71 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 340.789 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2003.
L'Assemblea straordinaria del 20 ottobre 2003 ha deliberato di modificare la decorrenza dell'esercizio sociale dal 1° novembre-31 ottobre al 1° gennaio-31 dicembre di ogni anno.
L'Assemblea del 17 dicembre 2003 ha deliberato di distribuire a titolo di dividendo 322.675.660 euro, pari a 2,12 euro per azione utilizzando la riserva sovrapprezzo azioni. L'Eni ha incassato il dividendo in data 2 gennaio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Syndial SpA - Attività diversificate (ex EniChem SpA) - San Donato Milanese
Nei mesi da gennaio a marzo 2003 l'Eni ha acquistato da terzi n. 41.501 azioni al prezzo di 0,0106 euro per azione, per il corrispettivo di 440 euro, pari al loro valore nominale.
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 337.606.154 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la riduzione del capitale sociale da 405.450.000 euro a 405.448.781 euro da attuarsi mediante riscatto e annullamento di n. 115.000 azioni del valore nominale di 0,0106 euro a seguito del recesso di n. 10 azionisti ai sensi dell'art. 2437 del codice civile. L'Assemblea ha deliberato inoltre la modifica della denominazione sociale in Syndial SpA - Attività diversificate con effetto dal 1° maggio 2003.
L'Assemblea del 30 settembre 2003 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2003 che chiude con la perdita di 31.141.208 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 369.457.398 euro mediante riduzione del capitale sociale da 405.448.781 euro a 30.599.908 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 0,0106 euro a 0,0008 euro imputando la differenza di 5.391.475 euro a riserva indisponibile. L'Assemblea ha deliberato altresì di raggruppare le n. 38.249.885.000 azioni del valore nominale di 0,0008 euro rappresentanti il capitale sociale in n. 30.599.908 azioni del valore nominale di 1 euro nel rapporto di 1 nuova azione ogni 1.250 azioni possedute. La stessa Assemblea ha deliberato inoltre di aumentare il capitale sociale da 30.599.908 euro a 397.798.804 euro mediante emissione di n. 367.198.896 azioni del valore nominale di 1 euro da offrire in opzione agli Azionisti in ragione di 12 nuove azioni ogni azione posseduta. Nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2003 l'Eni ha acquistato da terzi n. 152.399 azioni del valore nominale di 0,0008 euro e ha venduto a terzi per consentire loro il raggruppamento n. 3.288 azioni del valore nominale di 0,0008 euro.
In data 19 dicembre 2003 l'Eni ha sottoscritto n. 367.160.784 azioni e ha versato, a parziale liberazione delle stesse, la somma di 110.148.235 euro. La residua somma di 257.012.549 è stata versata in data 31 gennaio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 38.245.724.890 azioni del valore nominale di 0,0106 euro, pari al 99,98882% del capitale sociale, a n. 397.757.516 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,99920% del capitale sociale di 397.760.692 euro.

Tecnomare SpA - Venezia
L'Assemblea dell'8 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 4.636.708 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.636.000 euro, pari a 11,59 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 708 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.086.200 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 180.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 45% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

Territorio e Impresa SpA - Roma
L'Assemblea del 2 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 1.425.000 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 29 luglio 2003 l'Eni SpA ha ceduto alla Syndial SpA n. 5.508.100 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 28.421.796 euro, al prezzo di 18.551.000 euro, corrispondente al patrimonio netto della società risultante dal preconsuntivo al 31 dicembre 2003.

Tigaz Rt Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag - Hajduszoboszlo (Ungheria)
L'Assemblea del 17 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 5.850.051.211 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.080.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 240 fiorini ungheresi per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 1.770.051.211 fiorini ungheresi. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 408.000.000 di fiorini ungheresi.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.700.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 10% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Transmediterranean Pipeline Co Ltd - St. Helier (Jersey)
L'Assemblea del 19 settembre 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 37.936.369 dollari USA e ha deliberato, utilizzando parte degli utili di esercizi precedenti di 12.582.631 dollari USA, di distribuire agli azionisti un dividendo di 50.519.000 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 25.259.500 dollari USA in data 23 settembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Trans Tunisian Pipeline Co Ltd - St. Helier (Jersey); sede amministrativa - San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 febbraio 2003 ha approvato il bilancio relativo al periodo 1° gennaio-31 agosto 2002, redatto a seguito del trasferimento della sede amministrativa della società in Italia dal 1° settembre 2002, che chiude con la perdita di 329.352 dollari USA.
L'Assemblea del 7 maggio 2003 ha approvato il bilancio relativo al periodo 1° settembre-31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 12.240.865 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, la copertura della perdita risultante dal bilancio al 31 agosto 2002 di 334.946 euro e di distribuire un dividendo di 11.292.930 euro, pari a 102,85 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 946 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 22 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

Imprese collegate

Albacom SpA - Roma
L'Assemblea del 29 agosto 2003 ha approvato il bilancio al 31 marzo 2003 che chiude con la perdita di 140.458.863 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La stessa Assemblea ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2003 che chiude con la perdita di 27.336.336 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 167.795.199 euro mediante riduzione del capitale sociale da 416.515.434 a 248.720.235 euro da attuarsi mediante annullamento di n. 167.795.199 azioni del valore nominale di 1 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è variata da n. 145.780.376 a n. 87.052.082 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 34,99999% del capitale sociale di 248.720.235 euro.

Consorzio Gas Scanno - Giulianova
In data 17 febbraio 2003 la quota posseduta, rappresentante il 33,33% del fondo consortile, è stata ceduta alla Syndial SpA per il corrispettivo di 3.988 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

Consorzio Operatori GPL di Napoli - Napoli
In data 17 febbraio 2003 la quota posseduta, rappresentante il 25% del fondo consortile, è stata ceduta all'AgipRete SpA per il corrispettivo di 24.892 euro, pari al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2001.

ERG Nuove Centrali Srl - Siracusa
In data 11 dicembre 2003 l'Eni ha acquistato dalla Erg SpA n. 2.800 quote del valore nominale di 1 euro, rappresentative del 28% del capitale sociale di 10.000 euro, per il corrispettivo di 2.800 euro.

ERG Raffinerie Mediterranee Srl - Priolo Gargallo
L'Assemblea del 28 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 3.483.242 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 973.000 quote del valore nominale di 9 euro, pari al 28% del capitale sociale di 31.275.000 euro.

Gruppo Distribuzione Petroli Srl - Pieve di Soligo
L'Assemblea del 21 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 692.290 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 690.000 euro e di attribuire alla riserva straordinaria l'utile residuo di 2.290 euro.
L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 338.100 euro in data 2 ottobre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 68.796 quote del valore nominale di 1 euro, pari al 49% del capitale sociale di 140.400 euro.

Jacorossi SpA (in liquidazione) - Roma
In data 17 febbraio 2003 la partecipazione, rappresentante il 50% del capitale sociale della società, è stata ceduta alla Syndial SpA per il corrispettivo di 1 euro.

Mariconsult SpA - Milano
L'Assemblea del 15 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 16.734 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Nuova Scaini SpA (in liquidazione) - Villacidro
Il bilancio al 31 dicembre 2002 chiude con la perdita di 7.503.375 euro. L'Assemblea del 10 luglio 2003, convocata per l'approvazione dei bilanci degli esercizi 1999, 2000, 2001 e 2002, è andata deserta.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 370.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 20% del capitale sociale di 9.546.000 euro.

Promgas SpA - Milano
L'Assemblea del 28 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 818.988 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 800.000 euro, pari a 80 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 18.988 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 400.000 euro in data 13 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Routex BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
In data 24 luglio 2003 la partecipazione, rappresentante il 20% del capitale sociale della società, è stata ceduta all'Eni International BV per il corrispettivo di 17.524 euro, pari al patrimonio netto sottostante risultante dal progetto di bilancio al 31 dicembre 2002.

Saccne Rete Srl - Barcellona
L'Assemblea del 16 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 880.289 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire un dividendo di 594.598 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 291.353 euro in data 9 maggio 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.078.000 quote del valore nominale di 1 euro, pari al 49% del capitale sociale di 2.200.000 euro.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 30 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 16.159 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro, pari al 25% del capitale sociale di 312.000 euro.

Siciliana Gas SpA - Palermo
L'Assemblea del 28 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 2.158.224 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 338.118 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 34.927.589 euro.

Siciliana Gas Vendite SpA - Palermo
L'Assemblea del 28 aprile 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con l'utile di 1.395.727 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire la perdita dell'esercizio precedente di 25.883 euro e di distribuire agli azionisti un dividendo di 668.100 euro, pari a 1,31 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 631.958 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1,31 euro in data 11 giugno 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1 azione del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0002% del capitale sociale di 5.100.000 euro.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 24 luglio 2003 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 16.386.000 euro a 32.772.000 euro riservato all'Eni mediante emissione di 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro gravate da un sovrapprezzo di

1.554,060783596 euro per azione. In pari data l'Eni ha sottoscritto le azioni di propria spettanza versando a totale liberazione la somma di 440.800.000 euro.
La partecipazione nella società è costituita da n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Scarl - Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia - Marghera
L'Assemblea del 14 gennaio 2003 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 8.263.310 euro a 14.208.310 euro. L'Eni SpA non ha esercitato il diritto di opzione sulla quota spettante.
L'Assemblea dell'8 maggio 2003 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2002 che chiude con la perdita di 1.251.322 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva per contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/86.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2002 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 249.600 euro variando la percentuale di partecipazione dal 3,02058% al 2,85698% del capitale sociale di 8.736.495 euro.