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 II

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

ENI S.p.A.

ESERCIZIO 2004

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

Area di consolidamento 2004

Impresa Consolidante Eni SpA

Azionisti: Ministero dell'economia e delle finanze 20,31%
Cassa depositi e prestiti SpA 10,00%
Eni SpA 5,85%
Altri Soci 63,84%

Exploration & Production

ITALIA

- Eni Mediterranea Idrocarburi SpA 100,00
- Società Petrolifera Italiana SpA 99,96
- Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA 100,00

ESTERO

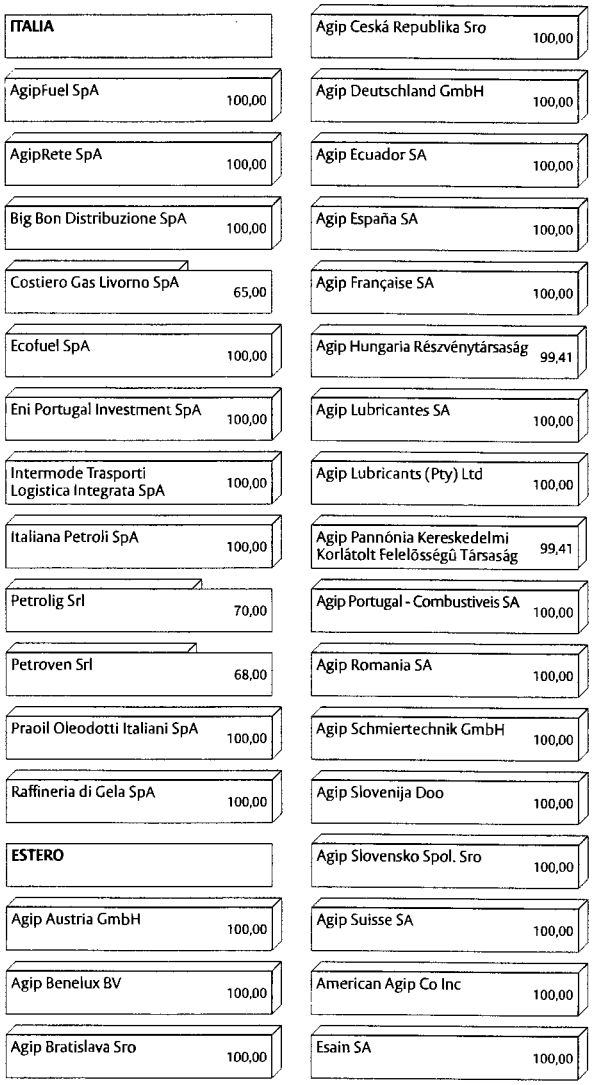
- Agip Caspian Sea BV 100,00
- Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd 100,00
- Agip Karachaganak BV 100,00
- Agip Oil Ecuador BV 100,00
- Eni A E P Ltd 100,00
- Eni Algeria Exploration BV 100,00
- Eni Algeria Ltd Sàrl 100,00
- Eni Algeria Production BV 100,00
- Eni Ambalat Ltd 100,00
- Eni America Ltd 100,00
- Eni Angola Exploration BV 100,00
- Eni Angola Production BV 100,00
- Eni AOG Ltd 100,00
- Eni AUL Ltd 100,00
- Eni Australia BV 100,00
- Eni Australia Ltd 100,00
- Eni BBI Ltd 100,00
- Eni BB Ltd 100,00
- Eni BB Petroleum Inc 100,00
- Eni BB Pipeline Llc 100,00
- Eni Birch 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 Elgin/Franklin Ltd 100,00
- Eni Energy BV 100,00
- Eni Exploration BV 100,00
- Eni Finance Inc 100,00
- Eni Forties Ltd 100,00
- Eni Ganal Ltd 100,00
- Eni Grand Maghreb BV 100,00
- Eni Guibsen Exploration BV 100,00
- Eni Indonesia 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 Liverpool Bay Ltd 100,00
- Eni LNS Ltd 100,00
- Eni Malagot Ltd 100,00
- Eni Marketing Inc 100,00
- Eni Mep Ltd 100,00
- Eni Middle East Ltd 100,00
- Eni Morocco BV 100,00
- Eni Muara Bakau BV 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 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 ULX Ltd 100,00
Eni Petroleum Exploration Co Inc 100,00	Eni USA Inc 100,00
Eni Popodi Ltd 100,00	Eni US Operating Co Inc 100,00
Eni Rapak Ltd 100,00	Eni Venezuela BV 100,00
Eni Securities Ltd 100,00	Eni Ventures Plc 100,00
Eni Sesulu Ltd 100,00	Enstar Petroleum Ltd (*) 50,00
Eni TNS Ltd 100,00	Ieoc Exploration BV 100,00
Eni Trading BV 100,00	Ieoc Production BV 100,00
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV 100,00	Lasmo Oil Development (Canada) Ltd 100,00
Eni Trinidad and Tobago Ltd 100,00	Lasmo Sanga Sanga Ltd 100,00
Eni TTO Ltd 100,00	Lasmo (UPET) Inc 100,00
Eni Tunisia Bek BV 100,00	Nigerian Agip Exploration Ltd 100,00
Eni Tunisia BV 100,00	Nigerian Agip Oil Co Ltd 100,00
Eni UHL Ltd 100,00	Pennant Insurance Co Ltd 100,00
Eni UKCS Ltd 100,00	Secab Niugini Ltd 100,00
Eni UK Ltd 100,00	Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (*) 50,00
Eni ULT Ltd 100,00	Unimar Llc (*) 50,00

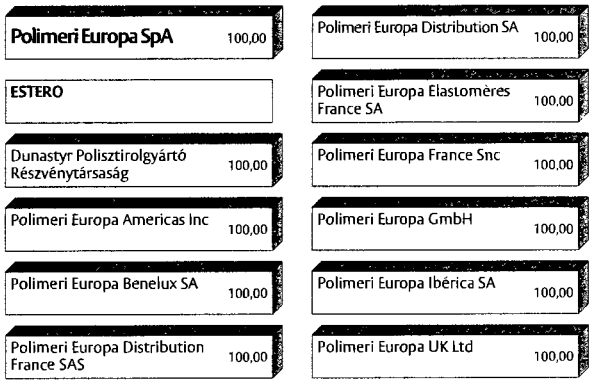
Gas & Power

ITALIA	Società EniPower Ferrara Srl 51,00
Acquedotto di Savona SpA 67,05	Società Italiana per il Gas pA 100,00
Acquedotto Vesuviano SpA 100,00	**ESTERO**
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA 99,69	Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina d.o.o. Ljubljana 51,00
Eni Acqua Campania SpA 49,05	Distribuidora de Gas Cuyana SA 45,60
EniPower SpA 100,00	Eni Gas & Power CH SA 100,00
EniPower Trading SpA 100,00	Eni Gas & Power LNG Australia BV 100,00
EniPower Trasmissione SpA 100,00	*Eni Gas Trading Europe* BV 100,00
Fiorentina Gas Clienti SpA 100,00	Eni G & P Trading BV 100,00
Fiorentina Gas SpA 51,03	Gas Brasiliano Distribuidora SA 100,00
GNL Italia SpA 50,06	Greenstream BV 75,00
Italgas Hellas SpA 100,00	Inversora de Gas Cuyana SA 76,00
LNG Shipping SpA 100,00	Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA 66,67
Napoletana Gas Clienti SpA 99,69	Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA 100,00
Partecipazioni Industriali SpA 100,00	Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság 50,00
Slim Sicilia - Società Lavori Impianti Metano Sicilia SpA 100,00	Tigáz 2 Földgáz Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft 44,65
Snam Rete Gas SpA 50,06	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd 100,00
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili 67,05	

Refining & Marketing



Petrolchimica



Ingegneria e Costruzioni

Costruzioni e perforazioni

Saipem SpA	42,95
ITALIA	
Bos Italia Srl	42,95
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	50,05
Energy Maintenance Services SpA	71,48
Intermare Sarda SpA	42,95
Saipem Energy International SpA	42,95
Sonsub SpA	42,95
ESTERO	
Boscongo SA	42,95
Bos Investment Ltd	42,95
BOS Shelf Ltd Society (*)	21,48
Bos - UIE Ltd	42,95
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	42,95
Camom SA	42,95
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	42,94
Dalia Floater Angola Snc (*)	11,81
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Particip., Unipessoal Lda	42,95
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	42,95
Er Sai Caspian Contractor Llc	21,48
ERS - Equipment Rental & Services BV	42,95
European Marine Contractors Ltd	42,95
European Marine Investments Ltd	42,95
European Maritime Commerce BV	42,95
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda (*)	21,48
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (*)	21,48
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda (*)	21,48
Global Petroprojects Services AG	42,95
Guangdong Contractor Snc (*)	25,77
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Manag. Private Ltd	23,57
Hazira Marine Engineering & Construction Manag. Private Ltd	42,95
Katran-K Llc	42,95
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (*)	21,48
Moss Arctic Offshore AS	42,95
Moss Maritime AS	42,95
Moss Maritime Inc	42,95
Moss Offshore AS	42,95
Nigerian Services & Supply Co Ltd	42,95
Offshore Design Engineering Ltd (*)	21,48
Petrex SA	42,95
Petromar Lda	30,07
PT Saipem Indonesia	42,95
PT Sofresid Indonesia Ll	42,95
Saibos Akogep Snc (*)	30,07
Saibos Construções Maritimas Lda	42,95
Saibos Fze	42,95
Saibos SAS	42,95
Saipar Drilling Co BV (*)	21,48
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (*)	21,48
Saipem Asia Sdn Bhd	42,95
Saipem Contracting Algerie SpA	42,93
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	41,67
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	42,95
Saipem Holding France SAS	42,95
Saipem Inc	42,95
Saipem India Project Services Ltd	42,95
Saipem International BV	42,95
Saipem Luxembourg SA	42,95
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	17,18
Saipem Mediterranean Services Llc	42,95
Saipem (Nigeria) Ltd	38,41
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	42,95
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	42,95
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Soc. Unipessoal SA	42,95
Saipem SA	42,95
Saipem Services SA	42,95
Saipem UK Ltd	42,95
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	36,94
Sas Port de Tanger	42,95
Saudi Arabian Saipem Ltd	25,77
SB Construction and Maritime Services BV	42,95
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	42,85
Servicios de Construciones Caucedo SA (*)	21,35
Société de Construction d'Oleoducs Snc	42,85
Société Nouvelle Technigaz SA	42,94
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (*)	14,32
Sofresid Engineering SA	42,95
Sofresid SA	42,95
Sonsub A/S	42,95
Sonsub Inc	42,95
Sonsub International Pty Ltd	42,95
Sonsub Ltd	42,95
Star Gulf Free Zone Co	42,95
Starstroi Llc (*)	21,48
Stts Snc (*)	25,77
Tbe Ltd	30,06
Tss Dalia Snc (*)	11,81
Upstream Constructors International Fzco (*)	21,48

Ingegneria

Snamprogetti SpA 100,00

ITALIA

- ASG Scarl (*) 55,34
- CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) 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 France Sàrl 100,00
- Snamprogetti Ltd 99,99
- Snamprogetti Lummus Gas Ltd 99,00
- Snamprogetti Management Services SA 99,99
- Snamprogetti Netherlands BV 100,00
- Snamprogetti Saudi Arabia Ltd 74,99
- Snamprogetti USA Inc 99,99
- Spf - Tkp Omifpro Snc (*) 50,00

Altre attività

ITALIA

- Agenzia Giornalistica Italia SpA 100,00
- Ambiente SpA 100,00
- Eni Corporate University SpA 100,00
- EniTecnologie SpA 100,00
- Ing. Luigi Conti Vecchi SpA 100,00
- Marghera Servizi Industriali Srl 100,00
- Servizi Aerei SpA 100,00
- Sieco SpA 100,00
- Syndial SpA - Attività Diversificate 100,00
- Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA 57,15

Corporate e società finanziarie

ITALIA

- **Enifin** 100,00
- **Sofid** 99,61
- Padana Assicurazioni SpA 99,72
- Serfactoring SpA 48,81
- Serleasing SpA 99,61
- Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA 99,61

ESTERO

- **Eni International BV** 100,00
- Eni Coordination Center SA 100,00
- Eni International Bank Ltd 100,00

Imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2004

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 2004: € 4.004.424.476 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

Missione

L'Eni è una delle società energetiche integrate
più importanti al 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

I Paesi di attività dell'Eni

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, Ciad, Congo, Egitto,
Guinea Bissau, Libia, Marocco, 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, Vietnam

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

Nel 2004 l'Eni ha conseguito l'utile netto di 7.274 milioni di euro con un aumento di 1.689 milioni di euro rispetto al 2003 (+30,2%) dovuto essenzialmente alla positiva *performance* operativa (+2.946 milioni di euro). L'utile operativo conseguito (12.463 milioni di euro) è il più elevato nella storia dell'Eni, superiore di 1,7 miliardi di euro al precedente record realizzato nel 2000

L'aumento dell'utile e della generazione di cassa, unitamente alla solidità patrimoniale raggiunta, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 0,90 euro per azione con un incremento del 20% rispetto al 2003. Il *pay-out* si colloca a circa il 47%

La produzione di idrocarburi è stata di oltre 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003 (6,4% se si esclude l'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement - PSA*); nel quarto trimestre 2004 la produzione è stata di 1,7 milioni di boe/giorno. L'Eni intende mantenere elevato il tasso di crescita della produzione nel medio termine facendo leva in particolare sul contributo dei grandi progetti in fase di sviluppo: l'obiettivo è di produrre nel 2008 circa 2 milioni di boe/giorno con un tasso di incremento medio annuo superiore al 5%

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2004 sono 7.218 milioni di boe con un tasso di rimpiazzo al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei *PSA* e delle vendite di *asset* del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario degli *asset* dell'Eni localizzati nelle aree *core* del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Mare del Nord norvegese. La vita utile residua delle riserve è di 12,1 anni

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni operatore con il 16,67%) nell'*offshore* kazako del Mar Caspio, sono stati assegnati contratti per oltre 5 miliardi di dollari. Il piano di sviluppo, approvato dalle Autorità kazake il 25 febbraio 2004, è articolato in più fasi con l'obiettivo di mettere in produzione a partire dal 2008 riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas, con investimenti di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni); la produzione di picco attesa è di 1,2 milioni di barili/giorno

È stato avviato il *Western Libyan Gas Project*, il più importante progetto integrato in campo petrolifero mai realizzato nel bacino del Mediterraneo che valorizza il gas naturale prodotto dai giacimenti libici attraverso l'esportazione e la commercializzazione sul mercato europeo. A regime, nel 2006, i volumi prodotti trasportati con il gasdotto sottomarino *Greenstream* entrato in esercizio in ottobre saranno 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine

Le vendite di gas naturale, inclusi gli autoconsumi e la quota delle vendite di società collegate e di altre imprese rilevanti, hanno raggiunto 84,5 miliardi di metri cubi (+7,8% rispetto al 2003), in linea con la strategia di espansione internazionale dell'attività gas in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita. L'obiettivo al 2008 è di vendere circa 94 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo del 2,8%

Prosegue il programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,3 gigawatt di potenza installata nel 2007: nel 2004 sono stati installati 1,3 gigawatt di potenza portando a 3,3 gigawatt la potenza installata a fine 2004. I nuovi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale consentiranno, in piena marcia commerciale, di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale proveniente dal portafoglio dell'Eni

Nel *downstream* petrolifero è stata venduta l'attività di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL in Brasile ed è proseguito il processo di razionalizzazione della rete a marchio Agip in Italia che ha portato l'erogato medio a oltre 2,5 milioni di litri (+4,5% rispetto al 2003), facendo leva anche sul successo commerciale di carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale. In Italia sono stati venduti 13,8 miliardi di litri. Con oltre 4,4 miliardi di litri, le vendite nel resto d'Europa sono aumentate di oltre il 15% a seguito della strategia di crescita selettiva attuata

Principali dati economici e finanziari

(milioni di euro)

		2000	2001	2002	2003	2004
Ricavi		47.938	49.272	47.922	51.487	**58.382**
Utile operativo		10.772	10.313	8.502	9.517	**12.463**
Utile netto		5.771	7.751	4.593	5.585	**7.274**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		10.583	8.084	10.578	10.827	**12.362**
Investimenti tecnici		5.431	6.606	8.048	8.802	**7.503**
Investimenti in partecipazioni		4.384	4.664	1.366	4.255	**316**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti		24.073	29.189	28.351	28.318	**32.466**
Indebitamento finanziario netto		7.742	10.104	11.141	13.543	**10.228**
Capitale Investito Netto		31.815	39.293	39.492	41.861	**42.694**
Utile netto per azione	(euro per azione)	1,44	1,98	1,20	1,48	**1,93**
Dividendo	(euro per azione)	0,424	0,75	0,75	0,75	**0,90**
Dividendi pagati [1]		1.664	2.876	2.833	2.828	**3.388**
Pay-out	(%)	29	37	62	51	**47**
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)	21,5	23,9	13,7	15,6	**18,8**
Leverage		0,32	0,35	0,39	0,48	**0,31**
Numero azioni in circolazione a fine periodo [2]	(milioni)	3.956,7	3.846,9	3.795,1	3.772,3	**3.770,0**
Capitalizzazione di borsa [3]	(miliardi di euro)	54,0	54,0	57,5	56,4	**69,4**

(1) Per esercizio di competenza; l'importo 2004 è stimato.
(2) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.
(3) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

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

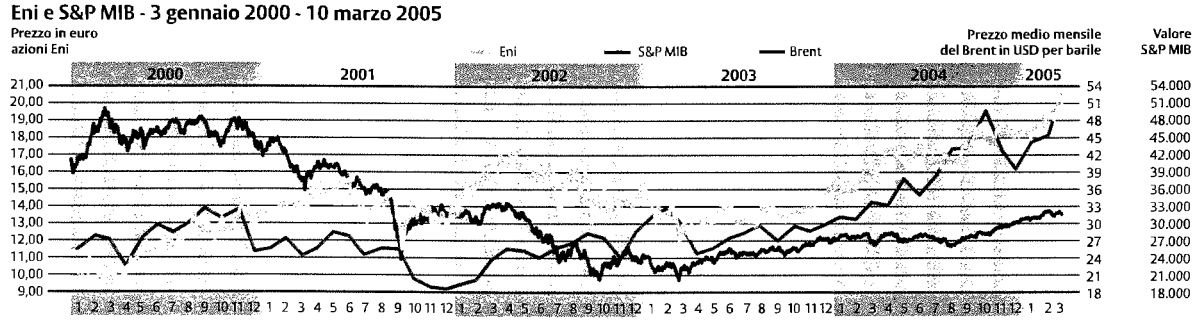
	2000	2001	2002	2003	2004
Prezzo medio del greggio *Brent dated* [1]	28,39	24,46	24,98	28,84	**38,22**
Cambio medio EUR/USD [2]	0,924	0,896	0,946	1,131	**1,244**
Prezzo medio in euro del greggio *Brent dated*	30,73	27,30	26,41	25,50	**30,72**
Margini europei medi di raffinazione [3]	3,99	1,97	0,80	2,65	**4,02**
Margini europei medi di raffinazione in euro	4,32	2,20	0,85	2,34	**3,23**
Euribor - euro a tre mesi (%)	4,4	4,3	3,3	2,3	**2,1**

(1) In USD per barile. Fonte: *Platt's Oilgram*.
(2) Fonte: BCE.
(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati *Platt's Oilgram*.

Principali dati operativi

		2000	2001	2002	2003	2004
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.008	6.929	7.030	7.272	**7.218**
Vita utile residua riserve	(anni)	14,0	13,7	13,2	12,7	**12,1**
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.187	1.369	1.472	1.562	**1.624**
Gas & Power						
Vendite di gas naturale a terzi	(miliardi di metri cubi)	62,63	63,72	64,12	69,49	**73,43**
Autoconsumo di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2,00	2,00	2,02	1,90	**3,70**
		64,63	**65,72**	**66,14**	**71,39**	77,13
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni)	(miliardi di metri cubi)	0,82	1,38	2,40	6,94	**7,32**
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	65,45	67,10	68,54	78,33	**84,45**
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	9,45	11,41	19,11	24,63	**28,26**
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	4,77	4,99	5,00	5,55	**13,85**
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	38,89	37,78	35,55	33,52	**35,75**
Capacità standard delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	664	504	504	**504**
Utilizzo della capacità standard delle raffinerie di proprietà	(%)	99	97	99	100	**100**
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	53,46	53,24	52,24	50,43	**53,54**
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	12.085	11.707	10.762	10.647	**9.140**
Erogato medio per stazione di servizio	(migliaia di litri/anno)	1.555	1.621	1.674	1.771	**1.967**
Petrolchimica						
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.532	9.609	7.116	6.907	**7.118**
Vendite	(migliaia di tonnellate)	5.616	6.113	5.493	5.266	**5.299**
Ingegneria e Costruzioni						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	4.726	3.716	7.852	5.876	**5.784**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	6.638	6.937	10.065	9.405	**8.521**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	69.969	72.405	80.655	76.521	**71.497**

Eni e S&P MIB - 3 gennaio 2000 - 10 marzo 2005



lettera agli azionisti

Signori Azionisti, la Vostra Società ha realizzato nel 2004 il migliore risultato operativo della sua storia, confermando la propria posizione nel novero delle *major* più redditizie dell'industria petrolifera. La *performance* realizzata premia l'impegno profuso nella crescita, la rigorosa disciplina finanziaria, la sana politica gestionale e il proficuo lavoro di squadra.

Il bilancio consolidato dell'Eni dell'esercizio 2004 chiude con l'utile netto di 7,3 miliardi di euro, superiore di 1,7 miliardi di euro rispetto al 2003 (+30,2%), essenzialmente per il miglioramento della *performance* operativa (+2,9 miliardi di euro), in particolare nel *core business* del petrolio. L'utile operativo conseguito (12,5 miliardi di euro) è superiore di 1,7 miliardi di euro al record precedente ottenuto nel 2000. Alla positiva *performance* ha concorso anche la petrolchimica tornata in utile dopo anni di perdita.

Il *leverage* passa dallo 0,48 al 31 dicembre 2003 allo 0,31 al 31 dicembre 2004.

La congiuntura macro-economica ha contribuito al miglioramento dei risultati. Il prezzo medio del Brent nel 2004 è stato di 38,2 dollari/barile (+32,5% rispetto al 2003). Gli effetti dell'andamento del prezzo del greggio sono stati parzialmente assorbiti dall'indebolimento del dollaro (-10%); infatti, il prezzo medio del Brent espresso in euro ha avuto un aumento più contenuto (20,5%); ne consegue una penalizzazione delle compagnie europee nel raffronto con i risultati conseguiti dalle compagnie dell'area del dollaro.

I risultati conseguiti consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,90 euro per azione con un aumento di 0,15 euro rispetto al 2003 (+20%). Il *pay-out* si colloca a circa il 47% (51% nel 2003). A partire dal 2005, la Società distribuirà il dividendo su base semestrale.

Nel 2004 il rendimento totale per l'azionista[1] è stato del 28,5% (4,3% nel 2003).

I risultati 2004 dei settori di attività

Nel settore *Exploration & Production* la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.624 mila boe con un aumento di 62 mila boe rispetto al 2003 (+4%). La produzione giornaliera nel quarto trimestre è stata di 1.704 mila boe.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2004 sono 7.218 milioni di boe, in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2003 (-0,7%). Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei PSA e delle vendite di *asset* è stato del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. La vita utile residua delle riserve certe al 31 dicembre 2004 è di 12,1 anni (12,7 nel 2003).

Nel 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 reiniezione parziale del gas, con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 in quota Eni); l'avvio produtti-

(1) Misura del rendimento di un'azione calcolato in base alla *performance* di borsa nell'esercizio, ai dividendi distribuiti, nonché all'effetto del reinvestimento dei dividendi nell'azione alla data di stacco della cedola.

vo è atteso nel 2008. In Arabia Saudita è stata assegnata all'Eni con il ruolo di operatore (quota del 50%) l'attività di esplorazione e produzione di gas non associato nell'Area C (circa 52 mila chilometri quadrati).

Nel settore *Gas & Power*, pur in un contesto caratterizzato da crescente competitività e stringenti vincoli normativi, le vendite di gas naturale (84,5 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 6,1 miliardi di metri cubi rispetto al 2003 (+7,8%).

La produzione venduta di energia elettrica (13,8 TWh) ha registrato un aumento di 8,3 TWh rispetto al 2003 (+150%) dovuto alla piena marcia commerciale del primo gruppo di generazione elettrica a ciclo combinato e all'entrata in esercizio del secondo e terzo gruppo presso la centrale di Ferrera Erbognone, nonché all'avvio della nuova capacità installata presso la centrale di Ravenna.

Nel settore *Refining & Marketing* è continuato il processo di miglioramento del sistema di raffinazione volto a mantenere la posizione di *top performer* in Italia in termini di efficienza, flessibilità e qualità dei prodotti.

Nelle attività di commercializzazione, è proseguito il processo di riposizionamento strategico della rete di distribuzione in Italia con l'obiettivo di cogliere i mutamenti in atto nei comportamenti dei consumatori e attrarne nuovi flussi, offrendo prodotti *premium price* che anticipano i requisiti europei di qualità. Nel resto d'Europa, la strategia di sviluppo selettivo sta producendo i suoi risultati in termini di crescita delle vendite e di consolidamento della quota di mercato nelle aree geografiche d'interesse. Le vendite di prodotti petroliferi rete ed extrarete (28,8 milioni di tonnellate) sono aumentate di 760 mila tonnellate (+2,7%).

Nel 2004 sono stati effettuati investimenti tecnici per 7,5 miliardi di euro, concentrati per il 94% nelle attività *oil & gas*; hanno riguardato progetti di dimensione rilevante volti a contribuire alla crescita e alla sostenibilità dei *business* nel lungo termine, tra i quali:

- lo sviluppo dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam, di cui il primo in produzione da agosto 2004 e il secondo con avvio produttivo previsto a metà del 2005;
- lo sviluppo di giacimenti in Iran, dove l'Eni è operatore;
- la partecipazione allo sviluppo dei giacimenti Kizomba A e B, localizzati nelle acque profonde angolane, di cui il primo entrato in produzione da agosto 2004 e il secondo con avvio produttivo atteso alla fine del 2005;
- lo sviluppo del giacimento Kashagan nell'*offshore* kazako;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione del gas naturale in Italia;
- il completamento del gasdotto sottomarino Greenstream – entrato in esercizio a ottobre – che consentirà a regime (nel 2006) di importare 8 miliardi di metri cubi all'anno di gas (di cui 4 in quota Eni), già collocati presso operatori del settore con contratti di lungo termine;
- il proseguimento del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica;
- la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi sulle raffinerie e il potenziamento della rete di distribuzione.

Lo scenario energetico

Il 2004 è stato un anno di estrema incertezza sui mercati. Una molteplicità di cause hanno determinato la crescita dei prezzi del petrolio e del gas, facendo registrare quotazioni del Brent superiori ai 50 dollari al barile. Alcuni dei fattori che

hanno alimentato la spinta rialzista – l'elevata crescita dei consumi in Cina e negli Stati Uniti, la riduzione della capacità produttiva non utilizzata dei paesi OPEC, il rallentamento dei tassi di crescita della produzione non OPEC e il protrarsi delle ostilità in Iraq – potrebbero continuare a sostenere i prezzi. Le elevate quotazioni del greggio nei primi mesi del 2005 sembrano confermarlo.

Rispetto al 2003, il mercato energetico appare radicalmente cambiato e la definizione degli scenari di prezzo del greggio e del gas naturale è divenuta molto più difficile. Le principali compagnie petrolifere concordano su una revisione al rialzo del valore di equilibrio di medio-lungo termine dei prezzi e il *consensus* degli analisti finanziari indica un prezzo Brent di 25-30 dollari/barile nel medio termine.

Nonostante i forti rincari del petrolio, nel corso del 2004 l'economia mondiale ha continuato a espandersi a ritmi molto sostenuti. La fase di crescita della domanda prosegue, in particolare nei paesi asiatici dove l'attività produttiva è trainata, oltre che dai consumi, da un'intensa attività d'investimento connessa agli stimoli monetari e fiscali degli ultimi anni.

Nel periodo 2005-2008 le prospettive di sviluppo dell'economia mondiale fanno ritenere che la crescita della domanda di petrolio si mantenga su valori sostenuti, ma con un ridimensionamento rispetto al 2004 (+3,2% rispetto al 2003).

La maggiore crescita della domanda si verificherà nelle aree non-OCSE; in particolare l'area asiatica assorbirà circa la metà dell'incremento del consumo mondiale di prodotti petroliferi. Nell'area si consoliderà il primato della Cina, che tuttavia costituisce una forte incognita nel mercato perché l'eventuale ridimensionamento dei tassi di crescita previsti potrebbe incidere drasticamente sul prezzo del greggio, come avvenuto con la crisi asiatica nel 1998.

La produzione dei paesi della Comunità degli Stati Indipendenti (CSI) contribuirà in misura preponderante alla crescita dell'offerta non OPEC, in relazione agli aumenti produttivi di Russia e Azerbaijan, nei primi anni, e successivamente anche del Kazakhstan. La sola Russia fornirà più della metà dell'incremento dei paesi della CSI.

I maggiori incrementi della capacità produttiva OPEC dal 2004 al 2008 riguarderanno la Nigeria, il Kuwait, gli Emirati Arabi Uniti e l'Iran.

La quota di mercato dell'OPEC rimarrà stabile (circa il 40%); nel breve termine le potenzialità di aumento della produzione da parte dell'OPEC si sono ridotte a circa 3 milioni di barili/giorno, esclusa la capacità dell'Iraq.

Alla possibile riduzione della capacità produttiva non utilizzata si aggiunge il problema della sua concentrazione in giacimenti con produzioni di greggio pesante o con alto contenuto di zolfo. Ciò ha un impatto sull'andamento dei differenziali tra i prezzi dei greggi leggeri e quelli pesanti nonché, nel lungo termine, sulle scelte d'investimento nel settore della raffinazione.

Gli obiettivi e le strategie

La forte generazione di cassa prodotta dalle *major* petrolifere nel corso del 2004 ha messo in luce, paradossalmente, la più rilevante criticità che le imprese del settore si trovano oggi ad affrontare: la scarsità di buone opportunità d'investimento e la conseguente difficoltà a rimpiazzare le riserve. Infatti, a fronte degli elevati profitti conseguiti, molte compagnie petrolifere hanno annunciato il pagamento di elevati dividendi e di rilevanti operazioni di *buyback* con l'obiettivo di restituire agli azionisti il surplus di cassa realizzato, ma non hanno potuto evitare le critiche per i ridotti investimenti in esplorazione e produzione di idrocarburi e in infrastrutture di trattamento e di trasporto.

Se da un lato l'obiettivo di aumentare il livello produttivo appare irrinunciabile per l'industria petrolifera – in cui la dimensione rappresenta un valore non solo

per le economie di scala che assicura, ma soprattutto perché consente di espandere la base dei bacini tradizionali attraverso progetti di dimensioni particolarmente rilevanti senza compromettere la redditività a breve - dall'altro risulta chiara la difficoltà delle *major* nel rinnovare il loro portafoglio minerario per linee interne. Non è da escludere che la crescita dei profitti e la necessità di una politica di investimenti adeguata diano il via a un processo di acquisizioni e fusioni nel settore finalizzato a sostenere il *business* nel lungo termine.

L'Eni in sei anni ha realizzato un incremento di produzione pari al 56% del livello raggiunto nei 45 anni precedenti, conseguendo tassi di crescita molto superiori alla media dell'industria. Oggi, l'obiettivo prioritario dell'Eni è ancora la crescita della dimensione produttiva di petrolio e gas naturale, con il parallelo sviluppo di investimenti nel *midstream* (oleodotti, gasdotti, impianti di liquefazione e rigassificazione) volti ad accompagnare tale crescita.

La disciplina nell'allocazione delle risorse finanziarie rimane comunque un punto fermo, come la verifica nel breve dei risultati delle strategie adottate considerato che non esistono storie di successo industriale fondate sulla distruzione di valore a breve-medio.

Il Piano Strategico 2005-2008 prefigura un'ulteriore intensa crescita nelle attività del *core business* in grado di consentire alla Società di raggiungere la dimensione di *major* petrolifera.

Gli obiettivi nel settore *Exploration & Production* sono:

- la crescita produttiva di idrocarburi fino a 2 milioni di boe nel 2008 con un sotteso tasso di crescita medio annuo superiore al 5%, uno tra i più sfidanti del settore, e fa leva sull'avvio produttivo di alcuni grandi progetti di sviluppo (Libia Gas, acque profonde in Angola, Nigeria e Iran) e sul completamento dello sviluppo della Val d'Agri;
- il rimpiazzo delle riserve prodotte con un tasso superiore al 100%, in grado di garantire la sostenibilità del *business* nel lungo termine;
- il 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 e il rafforzamento delle capacità di operatore.

Gli obiettivi nel settore *Gas & Power* sono:

- la crescita delle vendite di gas in Europa fino a raggiungere i 92 miliardi di metri cubi nel 2008, di cui 49,5 in Italia (rispettivamente 82,6 e 54,1 nel 2004);
- il mantenimento della *leadership* in Italia, sostenuto anche dallo sviluppo nell'attività di generazione elettrica e dal completamento delle centrali di EniPower (5,3 GW di potenza installata nel 2007);
- lo sviluppo delle attività nel settore del gas naturale liquefatto (GNL), finalizzato alla valorizzazione del gas *equity* e all'ingresso nei mercati con le maggiori prospettive di crescita (Stati Uniti ed Estremo Oriente).

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 alta qualità che anticipano i requisiti futuri già programmati dalla normativa comunitaria;
- il completamento del processo di riposizionamento strategico della rete italiana di distribuzione, attraverso chiusure e vendita delle stazioni di servizio marginali, nonché lo sviluppo dell'attività *non oil*;

- lo sviluppo delle attività di distribuzione in Europa nelle aree regionali dei mercati di interesse per raggiungere posizioni di *leader/co-leader*. 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 una caratteristica distintiva dell'Eni rispetto alle altre compagnie petrolifere globali. Le competenze disponibili coprono l'intero ciclo di vita dei progetti di investimento sia *offshore*, sia *onshore*, dalla fase di definizione (ingegneria concettuale, di base e di *front end*) alla fase di realizzazione (*project management*, ingegneria di dettaglio, approvvigionamenti e costruzione). Queste competenze costituiscono un apporto indispensabile di *know-how*, capacità di *project* e *risk management*, credibilità e reputazione internazionale. Gli obiettivi del settore sono:

- lo sviluppo di tecnologie innovative e distintive rispetto alla concorrenza;
- il consolidamento della posizione competitiva nel segmento dei grandi progetti *offshore* di tipo EPC;
- lo sviluppo della presenza nei *business Leased* FPSO e terminali GNL *offshore*;
- il sostegno della realizzazione degli investimenti Eni con ruolo di *Owner's Engineer* di Gruppo per Snamprogetti.

Nel settore petrolchimico, le linee strategiche del Piano 2005-2008 sono orientate:

- alla valorizzazione degli *asset* in Italia per migliorare l'efficienza e la competitività;
- a possibili collaborazioni nel settore della chimica di base e delle plastiche, soprattutto con società che dispongono di buone posizioni di costo.

Nelle attività di Ricerca scientifica e tecnologica, il Piano 2005-2008 identifica progetti con elevata possibilità di applicazione industriale incentrati sullo sviluppo delle tecnologie chiave, capaci di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di valorizzazione degli *asset* dell'Eni e il conseguimento di nuove opportunità di sviluppo.

Le attività di ricerca saranno concentrate su: (i) i carburanti puliti; (ii) la gestione dello zolfo e dell'acido solfidrico; (iii) la gestione del gas con effetto serra. In particolare, sono in corso progetti di ricerca su: (i) l'*upgrading* di greggi non convenzionali (*EST - Eni Slurry Technology*); (ii) il trasporto di gas ad alta pressione (TAP); (iii) la tecnologia *Gas to Liquids* (*GTL*). Inoltre, sono in fase di studio approfondimenti riguardanti: (i) i sistemi di autotrazione ibridi; (ii) la generazione distribuita; (iii) le conseguenze e le opportunità del protocollo di Kyoto.

Nell'ambito delle Risorse umane e dell'Organizzazione, in continuità con le linee di indirizzo tracciate dai precedenti piani, saranno perseguite iniziative orientate alla gestione della complessità attraverso il potenziamento del *know-how* manageriale e tecnico-professionale. Sono in programma:

- iniziative di formazione e comunicazione per lo sviluppo delle capacità e dei comportamenti manageriali coerenti con il contesto di riferimento;
- la piena realizzazione e il consolidamento del processo di pianificazione strategica delle professionalità, attraverso il quale il *management* è tenuto a verificare la disponibilità nel medio-lungo termine delle professionalità necessarie a sostenere il percorso di crescita intrapreso dalla Società e a programmare le iniziative conseguenti;
- la completa diffusione dei sistemi Eni di *knowledge management* che supporteranno il *management* nella realizzazione delle attività operative;

- interventi formativi di eccellenza a sostegno delle iniziative strategiche del *business*.

Le imprese, in particolare quelle energetiche, operano in un contesto di crescente attenzione alla tutela della salute, della sicurezza e, soprattutto, dell'ambiente. Numerosi *stakeholder* concorrono a esercitare una forte pressione sulle imprese e ne condizionano l'operatività. Tra essi, gli stessi azionisti e gli investitori istituzionali (in particolare i fondi etici) considerano sempre più, insieme alla creazione di valore, la capacità dell'impresa di operare nel medio e lungo termine in un quadro di sostenibilità, coniugando gli obiettivi economici con quelli ambientali e sociali. Da parte del mondo ambientalista, inoltre, cresce la richiesta di attenzione all'ambiente sia nella definizione delle strategie sia nelle pratiche operative. La risposta Eni a queste attese esterne si basa su tre direttrici:

- partecipazione attiva al disegno/ridisegno normativo e all'attivazione delle nuove norme in tema HSE;
- definizione e sviluppo delle risposte al tema del Cambiamento Climatico nell'ambito del sistema europeo di *Emission Trading*;
- sviluppo del Modello di Sistema di Gestione HSE.

Nel periodo di Piano sarà intrapreso un processo di miglioramento della gestione della *Corporate Social Responsibility* (*CSR*) – ovvero l'impegno a contemperare l'attività imprenditoriale con le aspettative degli *stakeholder*, e quindi la capacità dell'azienda di comprendere e gestire i rischi generati dal contesto in cui opera e dalla natura delle sue attività – le cui principali azioni riguardano:

- il miglioramento della capacità della Società di gestire le aspettative dei suoi principali *stakeholder* attraverso l'impiego di metodologie allineate ai più elevati standard e alle migliori pratiche internazionali quali quella dell'iniziativa ONU *Global Compact* cui l'Eni ha aderito dal 2001;
- l'adozione di politiche, linee guida e sistemi di gestione – e relativi strumenti di monitoraggio – in relazione a nuove tematiche di rilevante criticità per il *business* (Diritti Umani, Sicurezza, Trasparenza);
- l'integrazione del sistema di *risk management* con variabili derivate da processi di consultazione con gli *stakeholder* e di valutazione di impatto delle attività di *business*;
- la maggiore diffusione e il rafforzamento della cultura di responsabilità d'impresa attraverso il canale della formazione istituzionale.

La strategia di sviluppo dell'Eni nel lungo termine è principalmente *upstream driven*, con una particolare attenzione allo sviluppo di progetti integrati *upstream-downstream* (es. la valorizzazione del gas remoto, l'*upgrading* dei greggi non convenzionali) perché possono rappresentare il motore per lo sviluppo e l'ingresso in nuovi mercati.

Con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2004 viene a scadere il mandato che ci avete conferito nel 2002. Sono stati tre anni importanti nella storia dell'Eni; alcuni numeri:

- la produzione giornaliera di idrocarburi è aumentata del 19% (da 1.369 a 1.624 mila boe/giorno);
- le riserve certe di idrocarburi, nonostante gli effetti dell'aumento del prezzo del greggio sui PSA, delle azioni di razionalizzazione del portafoglio minerario e dell'incremento della produzione, sono aumentate del 4,2% (da 6,9 a 7,2 miliardi di boe);
- le vendite totali di gas naturale sono aumentate del 24% (da 82,3 a 102,2 miliardi di metri cubi);

- nel triennio sono stati effettuati investimenti tecnici e in partecipazioni di 30,3 miliardi di euro; nonostante la rilevante mole di investimenti, il *leverage* si è ridotto da 0,35 a 0,31;
- nel triennio sono state assunte in Italia circa 6.200 persone, di cui circa 2.000 laureate.

Questi risultati sono il frutto della coesione, dedizione e affidabilità dei dipendenti dell'Eni che hanno dimostrato con i fatti di saper realizzare le strategie annunciate. A loro va il ringraziamento del Consiglio di Amministrazione.

30 marzo 2005

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Roberto Poli

L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

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
Angelo Taraborelli (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 SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI SpA
Luigi Schiavello (8)

Sostituto
Angelo Antonio Parente (9)

Società di revisione (10)
PricewaterhouseCoopers SpA

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'Osservatorio Petrolifero
Internazionale,
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 14 aprile 2004

(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 28 maggio 2004 per un triennio

exploration & production

La produzione di idrocarburi è stata di oltre 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003 (6,4% se si esclude l'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement - PSA*[1]); nel quarto trimestre 2004 la produzione è stata di 1,7 milioni di boe/giorno. Nel medio termine l'Eni intende mantenere elevato il tasso di crescita della produzione facendo leva in particolare sul contributo dei grandi progetti in fase di sviluppo: l'obiettivo è di produrre nel 2008 circa 2 milioni di boe/giorno con un tasso di incremento medio annuo superiore al 5%

Le riserve certe di idrocarburi sono 7.218 milioni di boe con un tasso di rimpiazzo al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei *PSA* e delle vendite di *asset* del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario degli *asset* dell'Eni localizzati nelle aree *core* del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Mare del Nord norvegese. La vita utile residua delle riserve è di 12,1 anni

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni operatore con il 16,67%) nell'*offshore* kazako del Mar Caspio, sono stati assegnati contratti per oltre 5 miliardi di dollari. Il piano di sviluppo, approvato dalle Autorità kazake il 25 febbraio 2004, è articolato in più fasi con l'obiettivo di mettere in produzione a partire dal 2008 riserve recuperabili[2] fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con investimenti di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni); la produzione di picco attesa è di 1,2 milioni di barili/giorno. L'attività di *appraisal* condotta nell'anno ha confermato le potenzialità delle strutture minerarie scoperte nell'area contrattuale

Nell'ambito del *Western Libyan Gas Project*, è stata avviata la produzione di gas e liquidi del giacimento *onshore* Wafa ed è in corso lo sviluppo del giacimento *offshore* Bahr Essalam con *start-up* atteso nel 2005. I due giacimenti produrranno a regime 10 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale, di cui 8 (Eni 50%) collocati sul mercato europeo attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream*

In Iran è stato avviato il giacimento di gas e condensati *South Pars* Fasi 4-5 che a regime produrrà 20 miliardi di metri cubi/anno

Prosegue il processo di razionalizzazione del portafoglio minerario finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche e il disimpegno dalle aree marginali con la vendita di *asset*, principalmente nel Mare del Nord, in Italia, Azerbaijan, Gabon e Mauritania

(1) Per la definizione di *PSA* v. "Glossario".
(2) Per la definizione di riserve recuperabili v. "Glossario".

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi	12.877	12.746	**15.349**
Utile operativo	5.175	5.746	**8.017**
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	902	635	**499**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	317	31	
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	4.396	5.015	**4.413**
Investimenti in partecipazioni	31	1.076	**46**
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.715	7.718	**7.705**

Riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i 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 rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate 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 del *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 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 dei Criteri che regolamentano situazioni per le quali le norme *SEC* sono meno specifiche è stata data un'interpretazione ragionevole in linea con le pratiche diffuse nel mercato. L'Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

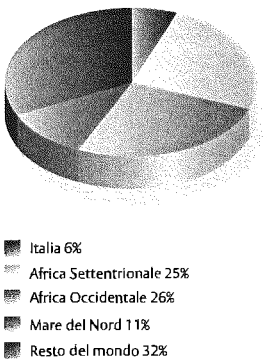
Dal 1991 l'Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[3] delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2004 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 2,2 miliardi di boe, pari a circa il 30% delle riserve al 31 dicembre 2004. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel biennio 2003-2004 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 63% del totale delle riserve certe; in particolare sono stati oggetto di esame tutti i nuovi progetti di sviluppo, incluso Kashagan, e la maggior parte dei giacimenti maturi di dimensione rilevante.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota 27 della nota integrativa del bilancio consolidato - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2004 sono 7.218 milioni di boe (petrolio e condensati 4.008 milioni di barili; gas naturale 3.210 milioni di boe), in lieve riduzione (0,7%) rispetto al 31 dicembre 2003. Il tasso di rimpiazzo delle riserve al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*)[4] (161 milioni di boe) e delle vendite di *asset* (81 milioni di boe) è del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. Al lordo dell'effetto prezzo nei *PSA* le promozioni a riserve certe dell'esercizio sono di 782 milioni di boe. La vita utile residua delle riserve è di 12,1 anni (12,7 al 31 dicembre 2003).

Riserve certe di petrolio, condensati e liquidi di gas naturale per area geografica a fine periodo

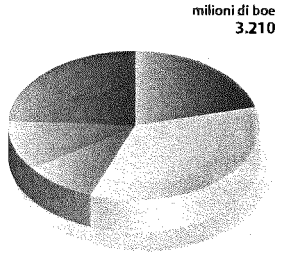
milioni di barili



(3) Dal 1991 al 2002 *DeGolyer and MacNaughton* e, a partire dal 2003, anche da *Ryder Scott*.

(4) Nei *PSA* la compagnia petrolifera di Stato (committente) incarica la compagnia petrolifera internazionale (contrattista) di eseguire lavori di esplorazione e produzione. In caso di successo il contrattista, che si assume il rischio minerario e finanziario dell'iniziativa, recupera gli investimenti e i costi (*Cost Oil*) sostenuti nell'anno con una quota di produzione che varia al variare del prezzo del petrolio. Inoltre in alcuni contratti la variazione del prezzo influenza anche la quota di produzione destinata alla remunerazione del contrattista (*Profit Oil*).

Riserve certe di gas naturale per area geografica a fine periodo



L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:

		(milioni di boe)
Riserve certe al 31 dicembre 2003		7.272
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	782	
Produzione	(594)	188
		7.460
Effetto prezzo nei *PSA*		(161)
Effetto vendite di *asset*		(81)
Riserve certe al 31 dicembre 2004		**7.218**

Al netto dell'effetto prezzo nei *PSA* la promozione a riserve certe è di 621 milioni di boe ed è riferita a: (i) nuove scoperte ed estensioni (329 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Libia, Australia, Angola e Regno Unito; (ii) revisioni di precedenti stime (227 milioni di boe), in particolare in Egitto, Libia, Iran, Congo, Pakistan, Angola e Norvegia in parte assorbite da revisioni in diminuzione in Kazakhstan e Algeria, connesse all'effetto prezzo nei *PSA*, e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (65 milioni di boe), in particolare in Angola e Algeria. Questi aumenti hanno parzialmente compensato le riduzioni riferite alla produzione dell'anno (594 milioni di boe) e alle vendite di *asset* localizzati nel settore britannico del Mare del Nord, Italia, Gabon, Azerbaijan, Paesi Bassi ed Egitto (81 milioni di boe).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2004 sono 4.300 milioni di boe (petrolio e condensati 2.471 milioni di barili; gas naturale 1.829 milioni di boe) e sono il 60% delle riserve certe (58% al 31 dicembre 2003).

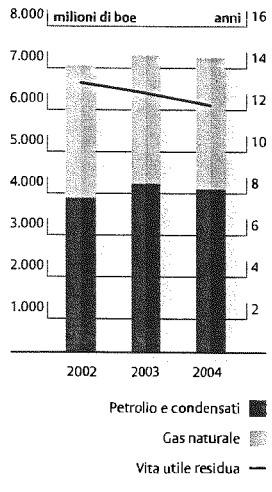
Le riserve certe di idrocarburi destinate alla vendita attraverso contratti di fornitura a lungo termine a Enti di Stato di paesi esteri in titoli minerari nei quali l'Eni è operatore sono circa il 10% del totale delle riserve certe al 31 dicembre 2004 (l'8% al 31 dicembre 2003).

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2004 consiste di 919[5] titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 34 paesi dei cinque continenti con una superficie complessiva in quota Eni di 234.180[6] chilometri quadrati (242.635 al 31 dicembre 2003), di cui 41.997 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (43.879 al 31 dicembre 2003). All'estero la superficie complessiva è diminuita di 1.881 chilometri quadrati a seguito delle vendite di *asset* in Gabon, Mauritania, Senegal, Mare del Nord britannico, Paesi Bassi ed Egitto, nonché di rilasci, in particolare in Australia e Congo. Aumenti si sono verificati in Arabia Saudita, Indonesia, Norvegia e Russia. In Italia la superficie complessiva è diminuita di 6.575 chilometri quadrati a seguito delle vendite di *asset*, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'assegnazione di 7 nuove concessioni.

Sono stati ultimati 66 nuovi pozzi esplorativi (29,5 in quota Eni), a fronte dei 105 (43 in quota Eni) del 2003. Il coefficiente di successo è stato del 52,1% (57,3% in quota Eni), a fronte del 46,7% (45,7% in quota Eni) del 2003.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



(5) Di cui 5 titoli esplorativi posseduti tramite società collegate per le iniziative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.
(6) Di cui 27.421 chilometri quadrati attraverso società collegate per le iniziative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

Razionalizzazione del portafoglio minerario

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario, finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche con potenzialità di crescita e il disimpegno dalle aree marginali, sono stati definiti i seguenti accordi di vendita:

- la vendita alla Canadian Natural Resources Ltd per il corrispettivo di 158 milioni di euro delle quote di partecipazione nei Blocchi T (Eni operatore con l'88,74%) e B (Eni operatore con la quota media del 70,2%) localizzati nella parte britannica del Mare del Nord di fronte alla costa scozzese. Il Blocco T comprende i giacimenti in produzione Tiffany, Tony e Thelma; il Blocco B i giacimenti Balmoral, Stirling e Glamis;
- la vendita alla società Gas Plus, per il corrispettivo di 139 milioni di euro, dell'intero capitale posseduto nella Stargas SpA, società conferitaria del ramo d'azienda della Società Petrolifera Italiana (Eni 99,96%) comprendente: (i) 42 concessioni di coltivazione di gas naturale e condensati e 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 di trasporto del gas; (iii) terreni e fabbricati; (iv) la partecipazione nella società Reggente (81,63%);
- la vendita alla società russa Lukoil, per il corrispettivo di 114 milioni di euro, della partecipazione (50%) posseduta nella LukAgip (società paritetica con la stessa Lukoil) titolare di una quota del 10% nel giacimento in sviluppo di Shakh Deniz nel Mar Caspio azero e di quote di minoranza in società di commercializzazione e trasporto del gas in Azerbaijan, nonché del 24% del giacimento Meleiha (operato dall'Eni) situato nell'*onshore* egiziano;
- la vendita alla CH4 Energy Ltd per il corrispettivo di 39 milioni di euro delle quote di partecipazione nei giacimenti a gas Markham e JC3 localizzati nella parte meridionale del Mare del Nord;
- la vendita alla società petrolifera indipendente Perenco, per il corrispettivo di 23 milioni di euro, delle attività minerarie in Gabon comprendenti le quote possedute nel giacimento petrolifero *offshore* di Limande (Eni operatore con l'80%) e nei 3 permessi esplorativi di M'Polo, Chaillu e Meboun (Eni operatore con il 50%);
- la vendita di permessi esplorativi in Mauritania, nonché giacimenti marginali situati nell'*offshore* del Golfo del Messico.

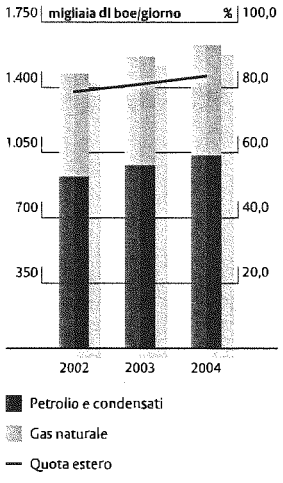
Complessivamente le operazioni descritte hanno comportato un incasso di 548 milioni di euro.

Produzione

Nel 2004 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.624 mila barili di petrolio equivalente (boe) con un aumento di 62 mila boe rispetto al 2003, pari al 4%, dovuto: (i) alla crescita produttiva registrata essenzialmente in Nigeria, Angola, Kazakhstan, Pakistan, Libia ed Egitto; (ii) all'avvio di giacimenti in Angola, Australia, Algeria e Libia. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia e nel Regno Unito; (ii) dalla minore attribuzione di produzione (38 mila boe) nei *PSA* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (iii) dall'impatto delle vendite di *asset* (13 mila boe). La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'83,3% (80,8% nel 2003).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.034 mila barili) è aumentata di 53 mila barili rispetto al 2003, pari al 5,4%, a seguito degli incrementi produttivi registrati in: (i) Nigeria, in relazione all'avvio del giacimento Okpoho (Eni 100%) e all'entrata a regime dei giacimenti Abo (Eni operatore con il 50,19%) e Nase-EA (Eni 12,86%); (ii) Angola, a seguito dell'entrata a regime del giacimento Xicomba e dell'avvio dei giacimenti dell'area Kizomba

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



A nel Blocco 15 (Eni 20%); (iii) Kazakhstan, nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), a seguito dell'avvio delle esportazioni dal terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero; (iv) Venezuela, in relazione alla circostanza che all'inizio del 2003 si verificarono interruzioni della produzione a causa dello sciopero nazionale; (v) Australia, a seguito dell'entrata a regime del giacimento Woollybutt (Eni operatore con il 65%) e dell'avvio del giacimento Bayu Undan (Eni 12,04%); (vi) Libia, in relazione all'avvio dei giacimenti Wafa (Eni 50%) ed Elephant (Eni 33,33%); (vii) Algeria, in relazione all'avvio dei giacimenti Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare nel Regno Unito, e dall'impatto delle vendite di *asset*. In Italia la riduzione connessa al declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate, Ragusa e Aquila) è stata parzialmente compensata dall'aumento di produzione in Val d'Agri che ha risentito della fermata degli impianti avvenuta per consentire l'allacciamento del quarto treno di trattamento del centro olio.

La produzione giornaliera di gas naturale (590 mila boe) è aumentata di 9 mila boe rispetto al 2003, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in: (i) Pakistan, in relazione all'entrata a regime dei giacimenti Sawan (Eni 23,68%) e Bhit (Eni operatore con il 40%); (ii) Egitto, in relazione alla crescita della domanda sul mercato locale; (iii) Libia, in relazione all'avvio del giacimento Wafa (Eni 50%); (iv) Kazakhstan, Norvegia (entrata a regime del giacimento Mikkel, Eni 14,9%) e Nigeria. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito e dall'impatto delle vendite di *asset*.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 576,5 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 18,1 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (13,9 milioni di boe), nonché ai minori ritiri di idrocarburi all'estero rispetto alle quote di diritto (*over/underlifting*[7]) di 4 milioni di boe.

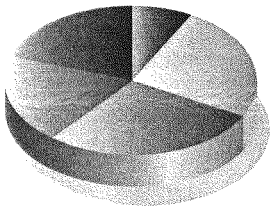
La produzione venduta di petrolio e condensati (374,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% al settore Refining & Marketing (70% nel 2003). La produzione venduta di

(7) 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*.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

migliaia di barili/giorno

1.034



Italia 8%
Africa Settentrionale 25%
Africa Occidentale 28%
Mare del Nord 19%
Resto del mondo 20%

Riserve certe di idrocarburi (1) (milioni di boe)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	**1.199**	**996**	**890**	(106)	(10,6)
petrolio e condensati	255	252	**225**	(27)	(10,7)
gas naturale	944	744	**665**	(79)	(10,6)
Africa Settentrionale	**2.033**	**2.024**	**2.117**	**93**	**4,6**
petrolio e condensati	1.072	1.080	**993**	(87)	(8,1)
gas naturale	961	944	**1.124**	180	19,1
Africa Occidentale	**1.287**	**1.324**	**1.357**	**33**	**2,5**
petrolio e condensati	1.022	1.038	**1.056**	18	1,7
gas naturale	265	286	**301**	15	5,2
Mare del Nord	**825**	**912**	**807**	(105)	(11,5)
petrolio e condensati	498	529	**450**	(79)	(14,9)
gas naturale	327	383	**357**	(26)	(6,8)
Resto del mondo	**1.686**	**2.016**	**2.047**	**31**	**1,5**
petrolio e condensati	936	1.239	**1.284**	45	3,6
gas naturale	750	777	**763**	(14)	(1,8)
Totale	**7.030**	**7.272**	**7.218**	(54)	(0,7)
petrolio e condensati	3.783	4.138	**4.008**	(130)	(3,1)
gas naturale	3.247	3.134	**3.210**	76	2,4

(1) Dal 1° gennaio 2004, al fine di uniformarsi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere internazionali, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato unificato in 1 mc = 0,00615 barili di petrolio. In precedenza il coefficiente era differenziato per il gas di produzione nazionale (1 mc = 0,0063 barili di petrolio) e per il gas di produzione estera (1 mc = 0,0061 barili di petrolio). La modifica non ha influenzato i volumi delle riserve espresse in boe al 31 dicembre 2003 e ha un impatto trascurabile sulle produzioni in boe del 2004.

gas naturale (32,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 40% al settore Gas & Power (43% nel 2003).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel Blocco P 404 area B (Eni 25%), nell'area di Berkine North East nelle vicinanze del giacimento Ourhoud, il pozzo di *appraisal* BKNE-B-2 ha confermato la presenza di idrocarburi a una profondità di circa 3 mila metri.

Nell'ottobre 2004 è stata avviata in *early production* nel centro olio di Bir Rebaa la produzione dei giacimenti a olio ROD e satelliti (Eni operatore con il 63,96%), situati nei Blocchi 401a/402a e 403a/403d, con una portata di 8 mila barili/giorno. Nel dicembre 2004 è entrato in esercizio l'impianto di trattamento della capacità di 80 mila barili/giorno e la produzione in quota Eni raggiungerà il picco di 28 mila barili/giorno nel 2005.

Nel dicembre 2004 è entrato in produzione il giacimento REC, situato nelle vicinanze del centro olio di Bir Rebaa, con una produzione in quota Eni di oltre 2 mila barili/giorno.

Egitto Sono state effettuate scoperte di idrocarburi nelle concessioni di: (i) Sinai 12 Leases (Eni 50%) situata nell'*offshore* del Golfo di Suez dove il pozzo esplorativo BMW-1 ha rinvenuto la presenza di quattro livelli mineralizzati a olio ed è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; (ii) Ras el Barr (Eni 25%), situata nell'*offshore* del delta del Nilo, dove i pozzi esplorativi Taurt-1 e Taurt-2 hanno rinvenuto livelli mineralizzati a gas; (iii) Ashrafi (Eni 50%) situato nel Golfo di Suez, dove i pozzi esplorativi Ashrafi H 1X Dir e Ashrafi J-1X Dir hanno rinvenuto livelli mineralizzati a olio. Il primo pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti. Inoltre nella Concessione Port Fouad (Eni 50%), sono state fatte due scoperte a gas con i pozzi Anshuga 1 e Gambari 1.

Sono in corso attività di sviluppo nelle concessioni situate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) North Port Said (Eni 50%) dove sono entrati in produzione i giacimenti Nouras A e Nouras B e proseguono i lavori di costruzione della piattaforma di sviluppo di Barboni e di ampliamento del terminale di El Gamil; nel 2004 la produzione di gas in quota Eni è aumen-

Produzione giornaliera di idrocarburi [1] (migliaia di boe/giorno)

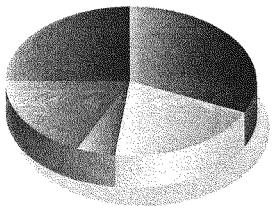
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	**316**	300	**271**	(29)	(9,7)
petrolio e condensati	86	84	**80**	(4)	(4,8)
gas naturale	230	216	**191**	(25)	(11,6)
Africa Settentrionale	**354**	**351**	**380**	**29**	**8,3**
petrolio e condensati	252	250	**261**	11	4,4
gas naturale	102	101	**119**	18	17,8
Africa Occidentale	**237**	**260**	**316**	**56**	**21,5**
petrolio e condensati	222	236	**285**	49	20,8
gas naturale	15	24	**31**	7	29,2
Mare del Nord	**308**	**345**	**308**	(37)	(10,7)
petrolio e condensati	213	235	**203**	(32)	(13,6)
gas naturale	95	110	**105**	(5)	(4,5)
Resto del mondo	**257**	**306**	**349**	**43**	**14,1**
petrolio e condensati	148	176	**205**	29	16,5
gas naturale	109	130	**144**	14	10,8
Totale	**1.472**	**1.562**	**1.624**	**62**	**4,0**
petrolio e condensati	921	981	**1.034**	53	5,4
gas naturale	551	581	**590**	9	1,5

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (38 e 26 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2004 e nel 2003).

Produzione di gas naturale per area geografica

migliaia di boe/giorno

590



Italia 32%
Africa Settentrionale 20%
Africa Occidentale 5%
Mare del Nord 18%
Resto del mondo 25%

tata da 7 a 9,9 milioni di metri cubi/giorno; (ii) Baltim (Eni 25%) dove proseguono i lavori di installazione della piattaforma Baltim North e di costruzione delle relative *facility onshore* ad Abu Madi, con completamento previsto a fine 2005, con l'obiettivo di soddisfare la produzione giornaliera contrattuale di 6 milioni di metri cubi/giorno (1,8 milioni in quota Eni); (iii) El Temsah (Eni operatore con il 25%) dove è in corso il progetto El Temsah articolato in quattro Fasi. Nel primo trimestre 2005 è previsto l'avvio della produzione dalla piattaforma Temsah 4 (Fase 2), recentemente istallata, che consentirà di compensare la riduzione conseguente all'incidente occorso in agosto alla piattaforma Temsah NW. Il picco di produzione della concessione di 5,2 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2008.

Libia Nel gennaio 2004 è iniziata, in *early production*, la produzione del giacimento a olio Elephant situato nel permesso NC-174 (Eni 33,33%), a circa 860 chilometri a Sud di Tripoli. Sono in corso: (i) le attività di perforazione e di *workover* dei 51 pozzi di sviluppo previsti nel progetto; (ii) la costruzione del nuovo oleodotto della lunghezza di 725 chilometri che collegherà il giacimento al terminale di Mellitah. Sono entrati in esercizio il primo e il secondo treno di trattamento, rispettivamente in aprile e in agosto, ciascuno della capacità di 100 mila barili/giorno. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Nell'ambito del progetto *Western Libyan Gas* è stata avviata la produzione di olio (luglio) e gas/condensati (agosto) del giacimento Wafa nel permesso *onshore* NC-169A. Complessivamente a dicembre la produzione del giacimento ha raggiunto il livello di 45 mila boe/giorno in quota Eni. È in corso lo sviluppo del giacimento Bahr Essalam situato nel permesso NC-41, nell'*offshore* mediterraneo, il cui avvio della produzione è previsto a metà 2005. Il picco produttivo dei due giacimenti di 240 mila boe/giorno (124 mila boe in quota Eni) è atteso nel 2006.

Come programmato le consegne di gas in Italia sono state avviate il 1° ottobre attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream* che collega Mellitah a Gela, in Sicilia. Il gasdotto consentirà l'esportazione in Italia e la vendita a terzi di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas (4 in quota Eni - v. "Gas & Power - Iniziative di sviluppo").

AFRICA OCCIDENTALE

Angola La licenza esplorativa del Blocco 14 (Eni 20%) è stata rinnovata fino al 1° marzo 2007.

Nel Blocco 14K/A-IMI (Eni 10%), derivante dall'unitizzazione di aree appartenenti in precedenza al Blocco 14 e al Blocco Haute Mer (Congo), è stata effettuata una scoperta con il pozzo Lianzi 1 che ha erogato in fase di test 12 mila barili giorno di petrolio di ottima qualità.

Nel maggio 2004 è stata ratificata l'estensione fino al 31 dicembre 2030 della licenza di esplorazione e produzione del Blocco "0" - in Cabinda (Eni 9,8%) dove prosegue lo sviluppo dei giacimenti a olio e condensati North Sanha e Bomboco. Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una *FPSO* (*Floating Production Storage Offloading*) per l'esportazione di GPL, che sarà la più grande al mondo per GPL. Il *gas cycling* su Sanha consentirà di ridurre del 50% il gas del Blocco "0" attualmente bruciato in atmosfera. La produzione è stata avviata nel gennaio 2005 e raggiungerà il picco di 100 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni) nel 2007.

È in fase di realizzazione il progetto BBLT che prevede lo sviluppo dei giacimenti a olio Benguela, Belize, Lobito e Tomboco, a una profondità d'acqua compresa tra 300 e 500 metri, nel Blocco 14 (Eni 20%). Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una *Compliant Tower* sulla quale saranno installate le *facility* di produzione. L'avvio della produzione è previsto nel 2006 con il picco produttivo di 214 mila barili/giorno (34 mila barili in quota Eni) atteso nel 2008.

Nell'agosto 2004 è iniziata la produzione dei giacimenti a olio Hungo e Chocalho, a una profondità d'acqua di circa 1.500 metri, nell'ambito della fase A dello sviluppo dei numerosi giacimenti scoperti nell'area denominata Kizomba, nel Blocco 15 (Eni 20%). Il progetto prevede la perforazione di 59 pozzi che saranno completati con un sistema sottomarino e allacciati a una piattaforma *TLP* (*Tension Leg Platform*) collegata a una *FPSO* della capacità di 250 mila barili/giorno che attualmente è la più grande al mondo nel suo genere. Il picco produttivo di 43 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

È in corso di realizzazione la fase B del progetto, finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Kissanje e Dikanza secondo uno schema analogo a quello della fase A. L'avvio della produzione è previsto entro fine 2005 con il picco produttivo di 250 mila barili/giorno (43 mila in quota Eni) atteso nel 2007.

Sempre nel Blocco 15, nel 2004 è stato approvato il progetto Mondo nell'ambito della fase C di sviluppo dell'area di Kizomba.

Congo Nel febbraio 2004 è stata effettuata una scoperta di petrolio nel Permesso Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) con il pozzo esplorativo Pegase Nord Marine 1 che ha erogato in fase di test 14 mila barili/giorno da quattro livelli mineralizzati. La perforazione, avvenuta con l'utilizzo del mezzo navale Saipem 10000, ha raggiunto la profondità finale di 3.900 metri.

Nel 2004 sono continuati gli studi di valutazione del potenziale esplorativo dei blocchi operati da Eni.

Nigeria Sono state effettuate tre scoperte di idrocarburi all'interno di aree in produzione *onshore*: (i) nel permesso OML 63 (Eni operatore con il 20%) con i pozzi Osiama Creek South 1 Dir & 2 Dir entrambi mineralizzati a olio; (ii) nel permesso OML 74 (Eni 12,86%) con il pozzo JK G-1x mineralizzato a olio e gas.

Proseguono le attività di sviluppo di giacimenti nei permessi OML 60 e 61 (Eni operatore con il 20% in entrambi) destinati alla fornitura di gas all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%); a regime le forniture di gas di produzione Eni all'impianto saranno di 24,1 milioni di metri cubi/giorno.

È stata avviata l'attività di ingegneria (FEED) relativa alla realizzazione del secondo impianto di liquefazione Brass LNG (Eni 17%). L'Eni fornirà 24,1 milioni di metri cubi/giorno per i primi due treni.

Proseguono i lavori di costruzione della centrale di generazione di energia elettrica di Kwale-Okpai (*Independent Power Plant* - Eni operatore con il 20%) che sarà alimentata dal primo trimestre 2005 dai giacimenti a gas di Kwale, del permesso OML 60, che forniranno a regime 2 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e dell'Eni di eliminazione totale del gas bruciato in atmosfera (*"Zero Gas Flaring"*).

Prosegue lo sviluppo del giacimento a olio Bonga (Eni 12,5%) situato nel permesso *offshore* OML 118 a una profondità d'acqua compresa tra 950 e 1.150 metri. L'attività esplorativa, tuttora in corso, ha dato esiti positivi con il pozzo Bonga Ovest che ha rinvenuto diversi livelli mineralizzati a olio. L'avvio della produzione è previsto a fine 2005 con una portata di picco di circa 190 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) attesa nel 2007.

Nel permesso OML 119 (Eni operatore del contratto di servizio) nel gennaio 2004 è entrata in esercizio la *FPSO* Mystras. È stata completata la perforazione, il collegamento e la messa in produzione dei pozzi della piattaforma Okpoho. Attualmente la produzione complessiva dei due giacimenti a olio Okono e Okpoho è di circa 55 mila barili/giorno (27 mila in quota Eni).

L'Eni partecipa con il 5% alla NASE, la principale *joint venture* petrolifera del Paese che dispone di 36 blocchi *onshore*. I più importanti progetti di sviluppo in corso sono Cawthorne Channel e Forcados/Yokri che prevedono la perforazione di pozzi di *infilling* in giacimenti già in produzione e il potenziamento delle *facility* di produzione esistenti. La produzione di gas sarà avviata nel primo semestre 2005 da Cawthorne Channel (3,8 milioni di metri cubi/giorno) e a ottobre da Forcados/Yokri (2,3 milioni di metri cubi/giorno) e sarà destinata all'impianto di liquefazione di Bonny. Il picco produttivo dei due giacimenti di 90 mila barili/giorno di olio (5 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

MARE DEL NORD

Norvegia Nel giugno 2004 sono state assegnate all'Eni quattro licenze esplorative (PL324, PL329, PL325 e PL323) nel Mare di Norvegia, di cui le ultime due come operatore al 40%. L'Eni ritiene che le aree assegnate abbiano un notevole potenziale minerario e rappresentino una nuova opportunità di rafforzamento del posizionamento strategico in Norvegia.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas e petrolio Kristin (Eni 9%) situato nel permesso PL 134 nell'area di Haltenbanken. L'inizio della produzione è previsto nell'ottobre 2005; il picco produttivo di 211 mila boe/giorno (19 mila in quota Eni) è atteso nel 2006. Nello stesso permesso è stato perforato con successo il pozzo esplorativo Linerle alla profondità finale di 2.317 metri.

Nel Permesso PL 128 (Eni 11,5%) è in corso lo sviluppo dei giacimenti prevalentemente a petrolio Svale e Staer. La vicinanza con le infrastrutture di produzione e di trasporto di Norne (Eni 6,9%) consentirà l'ottenimento di sinergie. L'inizio della produzione è previsto a fine 2005; il picco produttivo di 6 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

Regno Unito Nel Permesso P/362 Blocco 29/5b (Eni 21,87%) nel Mare del Nord britannico è in corso lo sviluppo del giacimento West Franklin con la perforazione di due pozzi che saranno allacciati alle *facility* di produzione della piattaforma di Elgin/Franklin. L'avvio della produzione è previsto nel 2005.

RESTO DEL MONDO

Arabia Saudita Nel marzo 2004 è stata assegnata in consorzio, con Eni operatore con il 50%, la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area "C", vasta circa 52 mila chilometri quadrati posta nel bacino di Rub al Khali. Il programma esplorativo prevede l'esecuzione di prospezioni geofisiche e la perforazione di 4 pozzi in un arco di cinque anni. In caso di scoperta commerciale, la durata contrattuale della fase produttiva sarà di 25 anni, con possibilità di estensione fino a un massimo di 40 anni. Il gas scoperto sarà commercializzato sul mercato interno per la generazione di energia elettrica, la desalinizzazione a scopo potabile dell'acqua marina e l'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.

Australia Nel giugno 2004, nel Permesso WA-25-L (Eni operatore con il 65%), adiacente al Permesso WA-234-P dove è situato il giacimento Wollybutt, è iniziata la perforazione del pozzo di *appraisal* Scallybutt-1 che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi sul fianco occidentale di Wollybutt. Sono in corso le valutazioni dell'entità delle riserve addizionali scoperte.

Nel febbraio 2004 è stata avviata la produzione di liquidi del giacimento di liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%) situato a una profondità d'acqua di 80 metri nel Blocco Zoca 91/12-13, nelle acque di cooperazione internazionale tra Australia e Timor Est. Nel 2004 il giacimento ha prodotto circa 6 mila barili/giorno in quota Eni. Il picco produttivo di 160 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nel novembre 2004 è stato firmato il contratto ventennale per la fornitura di 21,3 miliardi di metri cubi di gas alla società Alcan, produttrice di alluminio. Il gas sarà prodotto dal giacimento di Blacktip (Eni 46,15%) nel bacino offshore di Bonaparte. L'avvio della commercializzazione è previsto nel 2007.

Croazia È in corso lo sviluppo integrato dei giacimenti a gas Marica, Ika, Ida, Annamaria, Ivana C e Katarina, ubicati nell'*offshore* adriatico (Eni 50%). Nel novembre 2004 è iniziata la produzione del giacimento Marica con 2 mila boe/giorno in quota Eni. Complessivamente i nuovi giacimenti raggiungeranno il picco produttivo di 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2007.

Indonesia Nell'area esplorativa di Ganal (Eni 20%), nel bacino del Kutei, i pozzi esplorativi Gehem-2 e Gehem-3, perforati alla profondità finale rispettivamente di 5.360 e 5.000 metri, hanno confermato l'estensione della scoperta a gas e condensati Gehem-1; è stata individuata inoltre una nuova zona mineralizzata a olio. Il progetto di sviluppo di Gehem prevede l'invio del gas all'impianto di liquefazione di Bontang nell'ambito del *Kutei Master Plan* finalizzato allo sviluppo integrato e per fasi di tutte le scoperte effettuate nell'area (oltre a Gehem, Gada, Gula e Ranggas).

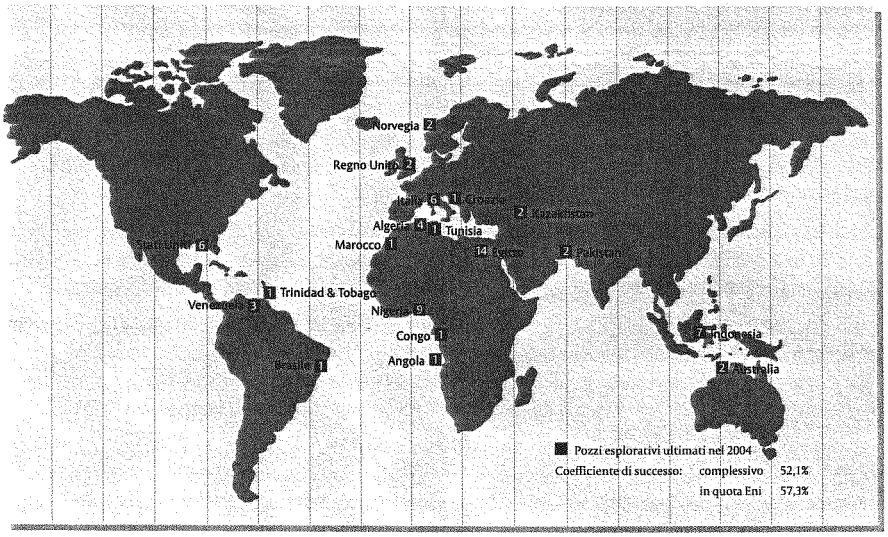
È stato perforato alla profondità di 5.335 metri il pozzo esplorativo Gula-3, *appraisal* del pozzo di scoperta Gula, che ha consentito di rilevare ulteriori livelli mineralizzati a gas.

Iran Nel 2004 è stata avviata la produzione del giacimento a gas e condensati South Pars, fasi 4 e 5 (Eni operatore con il 60%). Il progetto prevede: (i) la perforazione di 24 pozzi; (ii) l'installazione di due piattaforme di produzione in una profondità d'acqua di circa 70 metri e le *facility* di trasporto del *raw* gas a terra; (iii) la realizzazione di un centro di trattamento presso Assaluyeh per la separazione di etano, propano, butano e condensati. A fine 2004 la produzione ha superato i 20 milioni di metri cubi/giorno di gas e a regime raggiungerà i 20 miliardi di metri cubi/anno e si otterranno, attraverso la separazione, un milione di tonnellate/anno di propano e butano e 80 mila barili/giorno di condensati. A dicembre è stata avviata la produzione di liquidi con circa 30 mila barili/giorno in quota Eni; il picco produttivo di 53 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2008.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a olio Darquain (Eni operatore con il 60%) situato nell'*onshore* a circa 50 chilometri a Nord-Est di Abadan. È stata completata la prima fase con la perforazione di 8 pozzi, la realizzazione di un centro olio e delle relative *facility* raggiungendo l'obiettivo di produzione di 50 mila barili giorno (circa 4 mila in quota Eni). È stata avviata la seconda fase che prevede la perforazione di 19 pozzi e l'ampliamento della capacità del centro di trattamento fino a 165 mila barili/giorno con iniezione di gas. Il picco produttivo di circa 17 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Dorood (Eni 45%) nelle vicinanze dell'isola di Kharg; il completamento delle operazioni di perforazione dei pozzi è atteso nel 2006. Il picco produttivo del progetto di 85 mila barili/giorno (10 mila in quota Eni) è atteso a fine 2005.

Kazakhstan L'Eni è operatore con il 16,67% del *PSA North Caspian Sea*, un consorzio formato da sette compagnie petrolifere internazionali finalizzato alla ricerca e alla produzione di idrocarburi nell'area *offshore* dove è stato scoperto il giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni. Il 25 febbraio 2004 è stato approvato dalle Autorità kazake il piano di sviluppo del giacimento che prevede la messa in produzione in fasi successive di riserve recuperabili di 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas. L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenterà a 450 mila al completamento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Gli investimenti per lo sviluppo del giacimento sono stimati in 29 miliardi di dollari (quota Eni 5 miliardi). L'ammontare non include il costo delle infrastrutture per il trasporto della produzione del giacimento verso i mercati internazionali. Il consorzio sta valutando una serie di opzioni, una delle quali prevede la posa di una linea di raccordo con l'oleodotto Baku-Tiblisi-Cehyan (Eni 5%) in fase di completamento. Nell'ambito della prima fase di sviluppo del giacimento sono stati asse-



Attività esplorative

gnati contratti del valore complessivo di oltre 5 miliardi di dollari per la realizzazione delle infrastrutture di sviluppo e di produzione *offshore* (impianti di perforazione, di trattamento e di reiniezione del gas acido al fine di massimizzare il recupero del petrolio), nonché degli impianti di trattamento *onshore*. Nella realizzazione del progetto saranno impiegate le più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento e alla presenza di acido solfidrico.

In luglio è stata completata con successo la fase di *testing* del pozzo esplorativo Kairan-1, ultimo dei sei pozzi di *commitment* previsti dal contratto. Nel 2004, l'attività di *appraisal* nell'area contrattuale ha continuato a fornire risultati positivi sia sul giacimento Kashagan sia su Aktote (una delle altre quattro scoperte effettuate). Nell'ottobre 2004 è stata completata con successo la fase di *testing* del primo pozzo di sviluppo di Kashagan KEA-01-Dir.

Il 16 maggio 2003 tutti i partner del consorzio, tranne uno, hanno esercitato il diritto di prelazione, in proporzione alle rispettive quote di interesse, all'acquisto della quota (16,67%) messa in vendita dalla British Gas. Il perfezionamento della transazione, subordinato all'autorizzazione delle competenti Autorità kazake, consentirebbe all'Eni di aumentare la quota di partecipazione nel progetto dal 16,67% al 20,372%; tuttavia il Governo kazako ha manifestato l'interesse a rilevare l'intera quota di British Gas.

Eni è cooperatore, con il 32,5%, insieme a British Gas, del progetto Karachaganak nel 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*. Il 9 giugno l'Eni ha effettuato attraverso l'oleodotto del *Caspian Pipeline Consortium* (nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 3 milioni di tonnellate/anno) il primo carico del petrolio di Karachanagak al terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero. Negli ultimi mesi del 2004 la produzione di liquidi ha raggiunto il livello di 232 mila barili/giorno (70 mila in quota Eni).

Stati Uniti Nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico sono stati perforati i pozzi *appraisal* di Ulysses nel Blocco Mississippi Canyon 583/2 (Eni 29,375%) e di St. Malo nel Blocco Walker Ridge 678 (Eni 1,25%) che hanno confermato la presenza di riserve recuperabili.

Nel Blocco Green Canyon 298 (Eni operatore con il 100%) è stato scoperto il giacimento a olio Allegheny South. L'avvio della produzione è previsto nel 2005 grazie all'utilizzo delle infrastrutture del vicino giacimento Allegheny.

È in corso lo sviluppo dei giacimenti Timon e K2 nei Blocchi unitizzati Green Canyon 563-562 (Eni operatore con il 18,17%). L'avvio della produzione è previsto nel 2005 con il picco di 32 mila boe/giorno (5 mila in quota Eni) atteso a fine anno.

ITALIA

L'attività esplorativa ha dato esiti positivi nell'*onshore* con i seguenti pozzi operati: (i) Civita 1 Dir (Eni 70%) nella omonima concessione in Abruzzo, mineralizzato a gas; (ii) Tresauro 1 Dir (Eni 45%) nella omonima concessione in Sicilia, mineralizzato a olio; (iii) Monte dell'Aquila 1 Dir (Eni 100%) nella concessione Bronte S. Nicola in Sicilia, mineralizzato a gas e condensati. Quest'ultimo pozzo sarà allacciato alle *facility* di produzione esistenti. Nell'ambito dell'attività non operata, ha avuto successo il pozzo Monte Guzzo 1 Dir, risultato mineralizzato a gas (Eni 25%).

Sono state effettuate due significative acquisizioni sismiche: nel canale di Sicilia nell'area del giacimento Panda e a Est di questo, per complessivi 800 chilometri quadrati, e nella Sicilia Nord Occidentale nel permesso Casteltermini per complessivi 200 chilometri quadrati.

Nel settembre 2004 è stato avviato il quarto treno di trattamento del centro olio della Val d'Agri che ha consentito di aumentare la produzione da 55 a 67 mila boe/giorno in quota Eni. Attualmente la produzione è alimentata da 18 pozzi produttori dei 38 programmati. Il picco produttivo di 104 mila boe/giorno (73 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

È stata assegnata dal Ministro delle attività produttive la concessione Case Schillaci (Eni 100%) dove è stato scoperto il giacimento di liquidi e gas Pizzo Tamburino. È in corso l'assegnazione del contratto EPC per lo sviluppo del giacimento con avvio previsto nel 2005. Il picco produttivo di 1.200 boe/giorno è atteso nel 2006.

Nel giacimento di Villafortuna/Trecate (Eni 100%) è stato perforato il pozzo Villafortuna 1 Bis Dir ai fini del recupero delle riserve residue. È stata ottenuta una produzione incrementale di picco di oltre 3 mila barili/giorno.

Sono stati effettuati interventi di mantenimento delle produzioni dei giacimenti *offshore* Barbara E-G, Emilio e Agostino (Eni 100%) e Regina (Eni operatore con il 75%) attraverso la perforazione di pozzi di *infilling* e attività di *sidetrack* con l'ottenimento di una produzione incrementale di circa 4 milioni di metri cubi/giorno.

È stato ripreso lo sviluppo del giacimento Naide con l'installazione della piattaforma, la posa delle condotte di collegamento con Cervia e la perforazione di un pozzo di sviluppo.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.912 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (4.369 milioni di euro; 4.969 nel 2003), realizzati prevalentemente (3.991 milioni di euro) all'estero, in particolare in Libia (progetto Wafa e Bahr Essalam), Iran (progetto South Pars fasi 4 e 5), Angola (giacimenti del Blocco 15), Kazakhstan, Egitto, Nigeria e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo (378 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e di completamento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 499 milioni di euro (635 milioni nel 2003), di cui circa il 90% all'estero. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato in particolare i seguenti paesi: Egitto, Stati Uniti, Nigeria, Norvegia, Indonesia e Kazakhstan; in Italia, essenzialmente le aree nell'*onshore* della Sicilia e dell'Italia Centrale. Ulteriori 17 milioni di euro sono stati spesi in quota Eni da società collegate per le iniziative esplorative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

Gli investimenti per l'acquisto di dotazioni patrimoniali sono stati di 44 milioni di euro.

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[8] rilasciate dal Ministero delle attività produttive.

La Stogit ha aumentato nel 2004 le capacità di stoccaggio e la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è incrementata ulteriormente superando il 50%. 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 38%. La società offre sul mercato una gamma sempre più ampia di servizi e ha raggiunto un elevato livello di servizio alla clientela.

(8) Di cui due attualmente non operative.

		2002	2003	2004
Capacità disponibili:				
- modulazione e minerario	(miliardi di metri cubi)	7,1	7,1	7,5
- di cui quota utilizzata dall'Eni	(%)	66	53	47
- strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti totali	(numero)	20	30	39
Clienti servizio modulazione e minerario	(numero)	14	24	29

gas & power

Con l'entrata in esercizio del gasdotto sottomarino *Greenstream*, nell'ottobre 2004 sono state avviate le forniture di gas prodotto dai giacimenti libici che a regime, nel 2006, saranno di 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 miliardi in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine

Le vendite di gas naturale, inclusi gli autoconsumi e la quota delle vendite di società collegate e di altre imprese rilevanti, hanno raggiunto 84,5 miliardi di metri cubi (+7,8% rispetto al 2003), in linea con la strategia di espansione internazionale dell'attività gas in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita. L'obiettivo al 2008 è di vendere circa 94 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo del 2,8%

Prosegue il programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,3 gigawatt di potenza installata nel 2007 con investimenti previsti di circa 2,2 miliardi di euro, di cui 1,6 già realizzati. I nuovi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale consentiranno, in piena marcia commerciale, di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale proveniente dal portafoglio dell'Eni. Nel 2004 sono stati installati circa 1,3 gigawatt presso le centrali di Ferrera Erbognone, Ravenna e Mantova portando a circa 3,3 gigawatt la potenza installata

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, l'Eni e i *partner* della società Nigeria LNG (Eni 10,4%) hanno approvato il progetto di investimento per la realizzazione del sesto treno di produzione di GNL presso l'impianto di trattamento di Bonny che a regime, nel 2007, avrà una capacità produttiva di 26,5 miliardi di metri cubi/anno. L'iniziativa consentirà all'Eni di valorizzare le proprie riserve di gas naturale in Nigeria

È stato venduto il 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas, anche in esecuzione della legge n. 290/2003 che vieta alle società operanti nel settore del gas naturale di detenere quote superiori al 20% di società proprietarie di reti nazionali di trasporto del gas a partire dal 1° luglio 2007

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi (1)	15.297	16.067	**17.258**
Utile operativo	3.244	3.627	**3.463**
Investimenti tecnici	1.315	1.760	**1.446**
Investimenti in partecipazioni	158	3.156	**177**
Dipendenti a fine periodo (numero)	13.317	12.982	**12.843**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 76,72 miliardi di metri cubi con un aumento di 5,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (6,42 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,42 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'85% del totale (83% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia per l'Italia (1,70 miliardi di metri cubi), anche a seguito della progressiva entrata a regime del contratto di fornitura di lungo termine stipulato nel 1996 con Gazexport, dalla Russia per la Turchia (0,97 miliardi di metri cubi), connesso al contratto di fornitura alla società turca Botas, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi, dalla Libia e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04, 0,55 e 0,30 miliardi di metri cubi). In diminuzione gli acquisti di GNL dall'Algeria (0,71 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori consegne da parte della Sonatrach dovute al verificarsi all'inizio dell'anno di un incidente all'impianto di liquefazione di Skikda che ne ha ridotto la capacità di lavorazione.

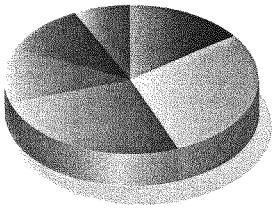
Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA (100% Eni) 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamento di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	12,67	12,16	11,30	(0,86)	(7,1)
Russia per Italia	18,62	18,92	**20,62**	1,70	9,0
Russia per Turchia		0,63	**1,60**	0,97	154,0
Algeria	16,35	16,53	**18,86**	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,55	7,41	**8,45**	1,04	14,0
Norvegia	4,83	5,44	**5,74**	0,30	5,5
Croazia	0,31	0,65	**0,68**	0,03	4,6
Regno Unito	1,48	1,98	**1,76**	(0,22)	(11,1)
Ungheria	3,05	3,56	**3,57**	0,01	0,3
Libia		0,00	**0,55**	0,55	
Algeria (GNL)	1,92	1,98	**1,27**	(0,71)	(35,9)
Altri (GNL)	0,30	0,72	**1,00**	0,28	38,9
Altri acquisti via gasdotto		0,00	**0,08**	0,08	
Altri acquisti	0,03	0,04	**0,04**	0,00	0,0
Altri extra -Europa	0,96	1,14	**1,20**	0,06	5,3
Estero	55,40	59	65,42	6,42	10,9
Totale approvvigionamenti	68,07	71,16	76,72	5,56	7,8
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,43)	0,84	**0,93**	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,50)	(0,61)	**(0,52)**	0,09	(14,8)
Disponibilità per la vendita	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0

Approvvigionamento di gas naturale per area geografica

miliardi di metri cubi
76,72



Italia 15%
Russia 29%
Algeria 26%
Altri 12%
Paesi Bassi 11%
Norvegia 7%

Take-or-pay

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 16 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 - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2003 i ritiri di gas dell'Eni sono stati complessivamente inferiori di circa 540 milioni di metri cubi rispetto agli obblighi minimi di prelievo; questi minori ritiri sono stati interamente recuperati dall'Eni nel 2004.

Vendite di gas naturale

Nel 2004 le vendite di gas naturale (84,45 miliardi di metri cubi, compresi gli autoconsumi e la quota delle vendite delle società collegate e di altre imprese rilevanti) sono aumentate di 6,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (4,33 miliardi di metri cubi).

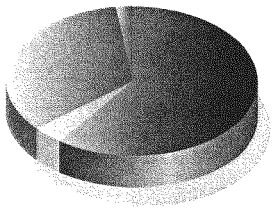
In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi (50,39 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito essenzialmente delle riduzioni registrate nei settori grossisti (1,18 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,78 miliardi di metri cubi), nonché alla circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture (0,54 miliardi di metri cubi) ad alcuni operatori di questi settori – in particolare ai grossisti – è stata effettuata in relazione ai provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)[1]. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dagli aumenti delle vendite nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (21,87 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,71 miliardi di metri cubi) anche a seguito dell'avvio nel quarto trimestre delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (0,97 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto *Blue Stream*; (iii) in Spagna (0,60 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita dei volumi venduti all'operatore elettrico Iberdrola e all'avvio delle forniture alla collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%); (iv) in Germania, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e a un altro operatore del mercato tedesco (complessivamente 0,56 miliardi di metri cubi); (v) nel Regno Unito, in relazione all'attività di commercializzazione svolta (0,27 miliardi di metri cubi); (vi) in Francia, in relazione all'avvio dell'attività di commercializzazione (0,15 miliardi di metri cubi).

Vendite di gas naturale e autoconsumi

miliardi di metri cubi

84,45



Italia 60%

Autoconsumi 4%

Resto d'Europa 34%

Extra Europa 2%

Gli autoconsumi[2] (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 nel 2003) riguardano essenzialmente le forniture all'EniPower (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa (0,34 miliardi di metri cubi) e al settore Refining & Marketing (0,25 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 7,32 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,38 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,5%, e hanno riguardato: (i) la GVS con 3,37 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,34 miliardi di metri cubi; (iii) i volumi (1,48 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense.

(1) È stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(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 retti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia (1)	50,43	50,86	50,39	(0,47)	(0,9)
Grossisti	17,02	15,36	14,18	(1,18)	(7,7)
Gas release			0,54	0,54	
Clienti finali	33,41	35,50	35,67	0,17	0,5
Industriali	14,43	13,17	12,39	(0,78)	(5,9)
Termoelettrici	12,48	15,03	15,92	0,89	5,9
Residenziali	6,50	7,30	7,36	0,06	0,8
Resto d'Europa	12,77	17,54	21,87	4,33	24,69
Extra Europa	0,92	1,09	1,17	0,08	7,34
Totale vendite a terzi	64,12	69,49	73,43	3,94	5,7
Autoconsumi Eni	2,02	1,90	3,70	1,80	94,7
Totale vendite a terzi e autoconsumi Eni	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0
Vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti (2) (quota Eni)	2,40	6,94	7,32	0,38	5,5
Europa	1,93	6,23	6,60	0,37	5,9
Extra Europa	0,47	0,71	0,72	0,01	1,4
Totale vendite gas naturale	68,54	78,33	84,45	6,12	7,8

(1) 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.
(2) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

Volumi di gas naturale trasportati (1) (miliardi di metri cubi)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Per conto dell'Eni	54,56	51,74	52,15	0,41	0,8
Per conto terzi	19,11	24,63	28,26	3,63	14,7
Enel	8,28	9,18	9,25	0,07	0,8
Edison Gas	4,61	7,49	8,00	0,51	6,8
Altri	6,22	7,96	11,01	3,05	38,3
	73,67	76,37	80,41	4,04	5,3

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (80,41 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,04 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,3%, a seguito della crescita della domanda nazionale (3,8%), nonché dei maggiori prelievi da stoccaggi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (28,26 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,63 miliardi di metri cubi, pari al 14,7%.

Nel 2004 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,07 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,5 miliardi di metri cubi nel 2003), effettuando 68 scarichi da navi metaniere (123 nel 2003). La sensibile riduzione dei volumi rigassificati è dovuta principalmente agli effetti dell'incidente all'impianto di produzione di GNL di Skikda in Algeria della Sonatrach.

Iniziative di sviluppo

Galp

Il 31 marzo 2004 lo Stato portoghese, Eni, Energias de Portugal (EdP) e Rete Electrica National (REN), Parpublica e Galp Energia (Galp) hanno definito gli accordi per: (i) il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e di distribuzione di prodotti petroliferi svolta in Portogallo; (ii) la concentrazione dell'interesse dell'Eni nelle attività gas median-

te l'acquisizione del 49% del capitale azionario di Gas de Portugal dopo lo *spin-off* della rete posseduta da Galp (EdP il restante 51%).

Il 9 dicembre 2004 la Commissione europea non ha autorizzato l'operazione ritenendo che essa avrebbe rafforzato la posizione dominante di EdP sul mercato elettrico portoghese; ciò ha determinato il venir meno degli accordi del 31 marzo 2004 e la piena reviviscenza del patto parasociale firmato nel 2000 tra l'Eni e lo Stato portoghese sulla gestione della Galp.

Al fine di valutare possibili alternative alle transazioni definite con gli accordi del 31 marzo 2004, nel gennaio 2005 l'Eni e lo Stato portoghese hanno definito il nuovo accordo che posticipa i termini di esercizio del diritto dell'Eni (*call*) ad aumentare la propria partecipazione in Galp.

Nel 2004 la Galp Energia ha venduto circa 4,4 miliardi di metri cubi di gas naturale a circa 820 mila clienti gestendo una rete di gasdotti ad alta, media e bassa pressione dello sviluppo di circa 11.700 chilometri. Le attività nel settore gas della Galp Energia includono, tra le altre, la partecipazione in due infrastrutture di importazione: il gasdotto Transmaghrebino e il terminale GNL di Sines che consentono l'accesso al mercato iberico.

Scissione dell'Italgas

Il 23 giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato la scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), nonché l'incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più. L'Italgas, con sede a Torino, continuerà a gestire la rete di distribuzione del gas naturale in Italia. Con l'incorporazione di Italgas Più, società che svolge attività di vendita e di gestione dei clienti, l'Eni avrà l'accesso diretto ai circa 5 milioni di clienti serviti in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali. L'operazione è coerente con l'obiettivo di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, perseguito con il lancio nel novembre 2002 dell'OPA sulle azioni Italgas, e di semplificazione dell'assetto partecipativo del Gruppo.

Greenstream

Il 1° ottobre 2004 è entrato in esercizio il sistema di trasporto *Greenstream*, la nuova via di importazione di gas naturale in Italia. Il gasdotto sottomarino che collega Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, del diametro di 32 pollici e della lunghezza di 520 chilometri, è stato posato dal mezzo navale della Saipem Castoro 6 alla profondità massima di 1.130 metri e trasporterà a regime, nel 2006, 8 miliardi di metri cubi/anno provenienti dai giacimenti libici (4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine.

Nel periodo ottobre-dicembre 2004, sono stati trasportati circa 0,5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

GNL Nigeria

L'Eni possiede la partecipazione del 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd (NLNG) che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny (Nigeria) e commercializza il GNL prodotto. La partecipazione consente all'Eni di valorizzare il *gas equity* prodotto in Nigeria. L'impianto, costituito attualmente da 3 treni di trattamento della capacità di produzione complessiva di circa 11,2 miliardi di metri cubi/anno di GNL, è in corso di potenziamento mediante l'installazione di altri due treni con entrata in esercizio prevista nella seconda metà del 2005. Nel luglio 2004 gli azionisti della NLNG hanno approvato il progetto di costruzione di un sesto treno per un investimento di circa 400 milioni di dollari in quota Eni (inclusa la parte *upstream*). L'entrata in esercizio del sesto treno è prevista nel 2007. A regime, nel 2007, l'impianto di liquefazione avrà una capacità di 26,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL.

Vendita del business idrico

Il 13 dicembre 2004 è stato firmato l'atto di vendita da parte di Italgas del pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società

Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85,1 milioni di euro (euro 15,57 per azione). Il 20 gennaio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e il mercato ha autorizzato l'operazione; il relativo *closing* è avvenuto il 15 marzo 2005.

Il 10 marzo 2005 è stato firmato l'atto di vendita, da parte di Italgas della partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA a Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro. L'operazione è subordinata all'approvazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. Il *closing* è previsto nel maggio 2005.

Le operazioni descritte si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Regolamentazione

Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Contratti di vendita all'estero

Con provvedimento adottato il 21 novembre 2002 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato 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 ha ritenuto che tali accordi abbiano vanificato 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. Con lo stesso provvedimento e tenuto conto dell'incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, l'Autorità ha inflitto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni "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".

Il 18 giugno 2004 l'Eni ha sottoposto al vaglio dell'Autorità la proposta di cessione pluriennale dal 2004 al 2008 al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas, corrispondenti a 2,3 miliardi di metri cubi per ciascuno dei 4 anni termici del periodo 2004-2008. Con delibera del 24 giugno 2004, l'Autorità ha ritenuto che l'attuazione della misura proposta dall'Eni fosse sufficiente a far cessare gli effetti degli abusi contestati nella delibera del 21 novembre 2002.

Con delibera del 7 ottobre 2004 di chiusura della procedura in oggetto, l'Autorità, preso atto che l'Eni a seguito del completamento della procedura di aggiudicazione gas ha realizzato misure idonee a dare esecuzione alla delibera del 21 novembre 2002, ha comunque irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria di 4,5 milioni di euro a fronte dell'asserito ritardo dell'Eni nell'attuazione di tale misura di ottemperanza. Con ricorso al TAR Lazio del 6 dicembre 2004, l'Eni ha chiesto l'annullamento della delibera del 7 ottobre 2004 e della sottostante sanzione amministrativa rilevata comunque in bilancio. Inoltre è pendente avanti il TAR Lazio il ricorso dell'Eni avverso il provvedimento del 21 novembre 2002.

TTPC

Il 1° febbraio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato all'Eni l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria si riferiscono ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che ha considerato risolti di diritto per il mancato avveramento delle condizioni sospensive i contratti di trasporto *ship or pay* stipulati dalla TTPC il 31 marzo 2003 con quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC, e dunque di non aver proceduto al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Indagine conoscitiva

Il 17 giugno 2004 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno deliberato la chiusura dell'indagine conoscitiva avviata congiuntamente nel febbraio 2003. Le Autorità hanno ritenuto che il mercato italiano del gas sia caratterizzato da insufficienti livelli di concorrenza individuando nell'integrazione verticale dell'Eni una delle principali cause, nonostante le disposizioni del D.Lgs. 164/2000.

Le due Autorità hanno segnalato come possibili interventi volti a migliorare il grado di concorrenza del mercato del gas in Italia: (i) il potenziamento da parte dell'Eni dei gasdotti internazionali di importazione dalla Russia e dall'Algeria (TAG e TTPC); (ii) la costituzione di un operatore indipendente del sistema (*ISO - Independent System Operator*) che dovrebbe possedere e gestire le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio; (iii) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori della titolarità di parte dei contratti di approvvigionamento a lungo termine; (iv) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori di quantitativi adeguati di gas a un prezzo prossimo al costo di approvvigionamento e senza controllo sui destinatari.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti 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) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. In particolare il 2004 chiude il primo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 73% dei consumi nazionali di gas naturale. La presenza dell'Eni nel mercato italiano è risultata coerente con detto limite.

Direttiva 2003/55/CE

Il 4 agosto 2003 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 dal 1° luglio 2004, termine stabilito per il recepimento da parte degli Stati membri, sostituisce la Direttiva 98/30/CE.

I punti salienti della direttiva 2003/55/CE da segnalare, tenendo conto che talune disposizioni della stessa sono già state attuate dal D.Lgs. 164/2000 e da altre leggi di disciplina del settore energetico, sono i seguenti:

- separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate. In Italia la separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale è sancita dall'art. 21 del D.Lgs. 164/2000;
- deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

Le disposizioni di attuazione della direttiva sono all'esame del Senato, in seconda lettura ("Legge Comunitaria").

Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 31 ottobre 2002

Il decreto, emanato in attuazione del D.L. n. 193/2002, ha stabilito che l'Autorità: (i) definisce, calcola e aggiorna le tariffe di vendita del gas a quei clienti che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato; (ii) definisce metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente costi variabili tali da ridurre l'impatto inflazionistico.

In attuazione delle disposizioni del decreto, l'Autorità con la delibera n. 195/2002 ha modificato le modalità di aggiornamento delle componenti tariffarie del gas legate alle variazioni dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi.

Legge 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico

In particolare si segnala quanto segue:

a) la legge riconosce un'esenzione dalla disciplina del "diritto di accesso di terzi" a beneficio dei soggetti che investono direttamente o indirettamente nella realizzazione o nel potenziamento di infrastrutture: (i) di interconnessione tra le reti di trasporto degli Stati Membri dell'UE e la rete nazionale dei gasdotti, (ii) di interconnessione con le reti di trasporto di Stati non UE ai fini dell'importazione in Italia; (iii) di rigassificazione del GNL in Italia; (iv) di stoccaggio in sotterraneo in Italia. I soggetti che investono possono ottenere il conferimento in via prioritaria della nuova capacità realizzata in misura non inferiore all'80% e per un periodo non inferiore a venti anni;

b) il comma 34 dell'articolo unico vieta alle aziende operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, che hanno in concessione o in affidamento la gestione di servizi pubblici locali ovvero delle reti, di esercire attività nei servizi postcontatore (a eccezione delle attività di vendita) in regime di concorrenza nei confronti degli stessi utenti serviti in virtù della concessione/affidamento e per tutta la durata della concessione/affidamento. Il divieto è esteso anche all'esercizio dell'attività mediante società collegate o partecipate;

c) il comma 51 dell'articolo unico abroga il comma 5 dell'art. 16 del D.Lgs. 164/2000 che imponeva alle aziende distributrici l'obbligo di accertare che gli impianti di utenza che non servono esclusivamente cicli produttivi o artigianali siano stati eseguiti e funzionino in stato di sicurezza (la c.d. sicurezza post-contatore);

d) il comma 69 fornisce l'interpretazione autentica della norma del D.Lgs. n. 164/2000 relativa al regime transitorio delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento (21 giugno 2000) che riconosce la facoltà di riscatto anticipato del servizio di distribuzione, seppure finalizzato alla successiva indizione della gara anziché all'affidamento diretto. Il provvedimento modifica la disciplina dettata dal D.Lgs. n. 164/2000: (i) estendendo al 31 dicembre 2007 il periodo transitorio fissato per la prosecuzione delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento, con possibile proroga di un anno qualora vengano ravvisate dall'Ente locale motivazioni di pubblico interesse; (ii) abrogando la cumulabilità delle ulteriori proroghe previste dal D.Lgs. n. 164/2000 in presenza di determinate condizioni (riorganizzazioni aziendali, parametri dimensionali, composizione dell'azionariato). Resta invariata al 31 dicembre 2012 la scadenza delle concessioni in essere affidate mediante gara.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 137/2002 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale dei gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera, l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato dall'Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato all'Eni il 19 febbraio 2005.

Attività di commercializzazione

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002

Al fine di attenuare gli impulsi inflazionistici connessi alla crescita delle quotazioni internazionali del petrolio nella seconda metà del 2004, l'Autorità con la delibera del 29 dicembre 2004 n. 248 ha modificato la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002, delle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come cliente non idoneo. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) fissazione del limite massimo del 75% alle variazioni della componente materia prima qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni - qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente - determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del petrolio *Brent* in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,25 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005.

Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.

L'Eni ha presentato ricorso avverso la delibera 248/2004 con richiesta di sospensiva di efficacia della stessa. Il 25 gennaio 2005 il TAR per la Lombardia ha accolto la richiesta e ha rinviato al mese di giugno 2005 la trattazione del merito del ricorso. Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello dell'Autorità che richiedeva l'annullamento della sospensiva decisa dal TAR.

Attività di distribuzione

Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investito delle imprese di distribuzione, contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione. Il tasso di recupero della produttività - una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe - è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Il TAR con sentenza del 16 febbraio ha annullato la delibera 170/2004. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, l'8 marzo 2005, ha sospeso il provvedimento del TAR in attesa del giudizio di merito.

generazione elettrica

Operativa dal 2000, EniPower è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata di 3,3 gigawatt con un incremento di circa 1,4 gigawatt rispetto al 2003, di cui 0,1 gigawatt di acquisto.

L'Eni sta attuando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2007 una potenza in esercizio pari a 5,3 gigawatt con una produzione, nell'anno successivo di 32,5 TWh corrispondenti a oltre il 10% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,2 miliardi di euro.

Le nuove capacità installate utilizzeranno la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Si stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 32 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11,8 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali, coerentemente con le previsioni del Protocollo di Kyoto.

Il programma di sviluppo è stato completato presso i siti di Ferrera Erbognone e di Ravenna ed è in corso presso i siti di Brindisi, Mantova e Ferrara:

FERRERA ERBOGNONE (provincia di Pavia). Il 14 maggio 2004 è stata inaugurata la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Ferrera Erbognone, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico. La centrale, della potenza di circa 1.030 megawatt, è costituita da tre gruppi di cui due, della potenza di circa 390 megawatt, alimentati a gas naturale e uno di circa 250 megawatt che utilizzerà come combustibile, oltre al gas naturale, anche il gas di raffineria proveniente dall'impianto di gassificazione dei residui di raffineria dell'adiacente raffineria dell'Eni di Sannazzaro de' Burgondi.

RAVENNA. Sono entrati in esercizio due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno che, considerati i 190 megawatt in esercizio, hanno portato a circa 970 megawatt la potenza installata della centrale.

BRINDISI. È in corso la realizzazione di tre nuovi gruppi a ciclo combinato con una potenza ciascuno di 390 megawatt. La centrale, a regime, avrà una potenza in esercizio di circa 1.320 megawatt considerata quella in esercizio. Il completamento della centrale è programmato tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006.

MANTOVA. Sono in corso i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno; il primo ha già effettuato il primo parallelo con la rete di trasmissione nazionale. L'entrata in esercizio del secondo gruppo è prevista nella seconda metà del 2005 con entrata a regime a inizio 2006. Al termine dei lavori la centrale avrà una potenza installata di circa 840 megawatt. L'impianto fornirà alla città di Mantova vapore a uso riscaldamento attraverso un sistema di teleriscaldamento.

FERRARA. EniPower possiede il 51% del capitale della Società EniPower Ferrara (SEF), in *partnership* con la società EGL Italia, consociata italiana del gruppo svizzero EGL. La SEF ha avviato la costruzione di due nuovi cicli combinati da 390 megawatt ciascuno che consi-

		2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	819	940	**2.617**	1.677	178,4
Altri combustibili	(migliaia di tep)	885	847	**695**	(152)	(17,9)
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	5,00	5,55	**13,85**	8,30	149,5
Trading di energia elettrica	(terawattora)	1,7	3,1	**3,1**	..	..
Vapore	(migliaia di tonnellate)	9.302	9.303	**10.040**	737	7,9

derati gli impianti in esercizio porteranno la capacità installata della centrale di Ferrara a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nel 2007. Nel 2004 sono stati acquistati 80 megawatt di potenza.

Nel 2004 la produzione venduta di energia elettrica (13,85 terawattora) è aumentata di 8,30 terawattora rispetto al 2003, pari al 149,5%; sono stati acquistati 3,1 terawattora da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10 milioni di tonnellate) sono aumentate di 737 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 7,9%.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.446 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (553 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (451 milioni di euro), in particolare presso i siti di Brindisi, Ferrara, Ferrera Erbognone, Mantova e Ravenna; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (168 milioni di euro); (iv) il completamento del gasdotto *Greenstream* entrato in esercizio in ottobre (159 milioni di euro).

refining & marketing

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità carburanti, è stato lanciato sul mercato il BluSuper, la nuova benzina che riduce le emissioni inquinanti e assicura più elevate prestazioni motoristiche. Il prodotto anticipa le specifiche sui carburanti previste dalla normativa comunitaria a partire dal 2009

L'erogato medio della rete a marchio Agip in Italia è aumentato del 4,5% (da 2,4 a 2,5 milioni di litri) a seguito del processo di razionalizzazione, nonché del successo commerciale dei nuovi carburanti introdotti sul mercato e della campagna promozionale "Club Fai da Te" che a fine periodo vantava 3,8 milioni di aderenti

Le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa hanno superato i 4,4 miliardi di litri con un aumento del 15,1% rispetto al 2003 a seguito della strategia di sviluppo selettivo attuata 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 della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, è stato venduto l'intero pacchetto azionario della società Agip do Brasil operante nella distribuzione di prodotti petroliferi, attraverso una rete di oltre 1.500 stazioni di servizio, e nella commercializzazione di GPL in bombole

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi (1)	21.546	22.148	**26.094**
Utile operativo	321	583	**965**
Investimenti tecnici	550	730	**669**
Investimenti in partecipazioni	54	10	**46**
Dipendenti a fine periodo (numero)	13.757	13.277	**9.224**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2004 sono state acquistate 67,05 milioni di tonnellate di petrolio (63,4 milioni nel 2003), di cui 35,73 milioni dal settore Exploration & Production[1], 19,9 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 11,42 milioni sul mercato *spot*. La suddivisione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 16% dal Mare del Nord, 17% dai paesi dell'ex CSI, 11% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 3% da altre aree. Sono state commercializzate 32,39 milioni di tonnellate di petrolio con un incremento di 1,19 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,9%. Sono stati acquistati 3,10 milioni di tonnellate di semilavorati (3,43 milioni nel 2003) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 18,8 milioni di tonnellate di prodotti (17,73 milioni nel 2003) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,99 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (13,83 milioni di tonnellate).

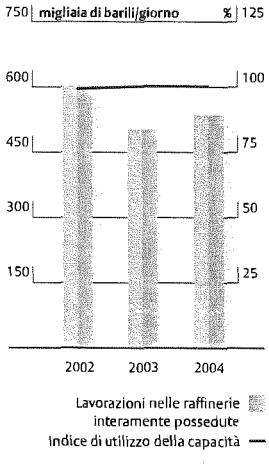
Raffinazione

Lavorazioni

Nel 2004 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (37,68 milioni di tonnellate) sono aumentate di 2,25 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente: (i) delle maggiori lavorazioni in Italia (1,55 milioni di tonnellate, pari al 5,1%), in particolare sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione delle raffinerie di Livorno e di Milazzo; (ii) delle maggiori lavorazioni nel resto d'Europa (0,7 milioni di tonnellate, pari al 19,3%) dovute essenzialmente alle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska (Eni 16,33%) che, in base al nuovo assetto organizzativo definito nel secondo semestre 2003, fornisce agli azionisti il servizio di lavorazione in conto proprio in proporzione alle rispettive quote di partecipazione (in precedenza gli azionisti acquistavano dalla raffineria i prodotti finiti in base alle proprie necessità commerciali). Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente posse-

(1) Il settore Refining & Marketing acquista circa il 70% dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production 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.

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	30,09	25,09	**26,75**	1,66	6,6
Lavorazioni in conto terzi	(1,88)	(1,72)	**(1,50)**	0,22	(12,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	6,27	8,43	**8,10**	(0,33)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	34,48	31,80	**33,35**	1,55	4,9
Consumi e perdite	(1,91)	(1,64)	**(1,64)**	0,00	0,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	32,57	30,16	**31,71**	1,55	5,2
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,27	5,86	**5,07**	(0,79)	(13,5)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,56)	(5,19)	**(5,03)**	0,16	(3,1)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,74)	(1,07)	**(1,06)**	0,01	(0,9)
Prodotti venduti	31,54	29,76	30,69	0,93	3,1
Estero					
Prodotti disponibili da lavorazioni	2,98	3,36	4,04	0,68	20,2
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	12,16	12,12	**13,78**	1,66	13,7
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,56	5,19	**5,03**	(0,16)	(3,1)
Prodotti venduti	20,70	20,67	22,85	2,18	10,5
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	52,24	50,43	53,54	3,11	6,2

(1) Include le lavorazioni della Raffineria di Milazzo ScpA (Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee (Eni 28%).

dute sono state di 26,75 milioni di tonnellate (25,09 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata. Il 33% del petrolio lavorato è di produzione Eni (32,9% nel 2003).

Il 26 dicembre 2004 una forte mareggiata ha provocato danni consistenti alla diga foranea, opera demaniale in concessione esclusiva alla Raffineria di Gela SpA, e ha compromesso l'attività della raffineria interrompendo sia l'arrivo dei greggi sia l'uscita dei prodotti. Al fine di ridurre al minimo l'impatto sulle lavorazioni sono state anticipate le manutenzioni di alcuni impianti previste nel 2005. Nei mesi di gennaio e febbraio 2005 sono state lavorate complessivamente circa 330 mila tonnellate di greggio e semilavorati, con un tasso di utilizzo della capacità bilanciata del 40%.

Il 2 marzo 2005 è stata venduta alla Erg SpA la quota del 28% posseduta in Erg Raffinerie Mediterranee SpA e in Erg Nuove Centrali SpA, anticipando la scadenza (novembre 2006) dell'esercizio del diritto di opzione dell'Eni (*put*) incluso nell'accordo di riassetto del polo di raffinazione di Priolo stipulato il 1° ottobre 2002. Al fine di assicurare la continuità dei vigenti contratti di fornitura di prodotti di raffineria alla Polimeri Europa, il contratto di lavorazione di circa 2 milioni di tonnellate/anno di greggi dell'Eni resta in vigore fino al 31 dicembre 2006 alle condizioni (rese e compensi) che rispecchiano l'assetto corrente di raffineria.

Come previsto dall'accordo del 2002, il corrispettivo della vendita della partecipazione è stato di 106 milioni di euro.

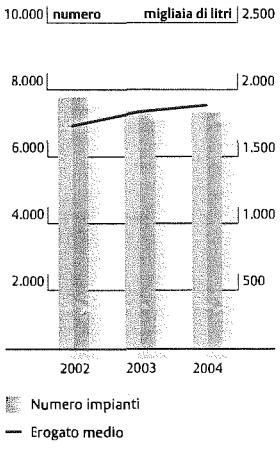
Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2004 le vendite di prodotti petroliferi (53,54 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,11 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 6,2%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite all'estero a compagnie petrolifere e a *trader* (3,05 milioni di tonnellate), nel resto d'Europa, in particolare sul mercato rete (0,45 milioni di tonnellate), nonché in Italia sul mercato extrarete (0,35 milioni di tonnellate). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti della dismissione delle attività in Brasile (1,6 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (10,93 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003; l'effetto delle vendite/chiusure di stazioni di servizio connesse al processo di razionalizzazione della rete e della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara è stato quasi interamente compensato dalle maggiori vendite sugli impianti a più alto erogato. La quota di mercato è diminuita di 0,3 punti percentuali, passando dal 36,6% al 36,3%; l'erogato medio (1.863 mila litri) è aumentato di 50 mila litri rispetto al 2003, pari al 2,8%. L'erogato medio della rete a marchio Agip è aumentato del 4,5% (da 2.418 a 2.528 mila litri).

Impianti rete in Italia
ed erogato medio



Al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione era costituita da 7.244 stazioni di servizio (di cui circa il 49% di proprietà) con una diminuzione di 46 unità rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito della chiusura di 167 unità e della riduzione delle concessioni autostradali (11 unità), in parte compensate dal saldo positivo di 106 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento, dall'apertura di 24 nuove stazioni di servizio e dall'ottenimento di 2 concessioni autostradali.

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità dei carburanti, nel giugno 2004 è stata avviata la commercializzazione della nuova benzina BluSuper che grazie all'elevato potere antidetonante assicurato dal più alto numero di ottani (98 contro i 95 delle benzine comuni) e all'assenza di zolfo migliora e garantisce nel tempo le prestazioni e l'efficienza dei motori e riduce le emissioni inquinanti. Il lancio di BluSuper, che affianca il BluDiesel commercializzato dal 2002, 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 dal 2009, e di differenziazione dell'offerta in

funzione delle esigenze del cliente facendo leva sul sistema integrato dell'Eni raffinazione-logistica-distribuzione. Nel 2004 le vendite di BluSuper sono state di 83 milioni di litri; a fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluSuper sono circa 1.000, corrispondenti a circa il 23% del totale.

Nel 2004 è proseguito il processo di rinnovo del parco automobilistico italiano con il peso sempre più crescente dei motori diesel che ha determinato l'aumento dell'incidenza delle vendite di gasolio sul totale delle vendite di carburanti per autotrazione (53,5%; circa il 50% nel 2003). In tale contesto, il BluDiesel ha continuato ad accrescere la propria quota di mercato con vendite di 1,2 miliardi di litri (+37,8% rispetto al 2003) corrispondenti a circa il 21% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete a marchio Agip (16% nel 2003) e a circa il 7% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (5,2% nel 2003). A fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluDiesel sono circa 3.900 (circa 3.700 a fine 2003), corrispondenti a circa il 90% del totale.

Nel 2004 è stata attuata la campagna promozionale "Club Fai da Te" rivolta agli automobilisti che si riforniscono presso le "Isole Fai da Te". L'iniziativa prevede a ogni rifornimento l'accredito di punti su una *fidelity card* che, al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, danno diritto a uno sconto o a un premio. A fine 2004 le card attive sono oltre 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrato sulle carte rispetto al 2003 è di circa il 50%. Il volume venduto attraverso le *card* è stato pari a circa il 30% dell'erogato complessivo delle stazioni di servizio a marchio Agip.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione delle attività, l'Eni ha ceduto al *partner* Fini la quota posseduta del 50% del capitale di Finifast, società attiva nel settore della ristorazione.

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (3,47 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,45 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 14,9%, a seguito del progressivo consolidamento delle attività delle stazioni di servizio acquistate nel 2003, in particolare in Spagna, Germania e Francia.

A seguito della dismissione delle attività di distribuzione di prodotti petroliferi in Brasile (con una rete di 1.544 unità al 31 dicembre 2003), al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero è costituita unicamente da stazioni di servizio localizzate nel resto d'Europa (1.896 unità) con un aumento di 83 unità rispetto al 31 dicembre 2003 in relazione al perfezionamento di acquisti definiti in Germania nel 2003 (86 unità), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di 11 unità e dalla risoluzione di contratti di convenzionamento (in Svizzera, Ungheria e Francia). L'erogato medio (2.393 mila litri) è aumentato di 15 mila litri rispetto al 2003, pari allo 0,6%.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Rete	11,14	10,99	**10,93**	(0,06)	(0,5)
Extrarete	10,64	10,35	**10,70**	0,35	3,4
	21,78	**21,34**	**21,63**	**0,29**	**1,4**
Petrolchimica	3,82	2,79	**3,05**	0,26	9,3
Altre vendite (1)	5,94	5,63	**6,01**	0,38	6,7
Vendite in Italia	**31,54**	**29,76**	**30,69**	**0,93**	**3,1**
Rete resto d'Europa	2,57	3,02	**3,47**	0,45	14,9
Rete Africa e Brasile	1,44	1,18	**0,57**	(0,61)	(51,7)
Extrarete	5,65	6,01	**5,30**	(0,71)	(11,8)
	9,66	**10,21**	**9,34**	**(0,87)**	**(8,5)**
Altre vendite (1)	11,04	10,46	**13,51**	3,05	29,2
Vendite all'estero	**20,70**	**20,67**	**22,85**	**2,18**	**10,5**
	52,24	**50,43**	**53,54**	**3,11**	**6,2**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, le vendite a società petrolifere e le vendite di MTBE.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,70 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,35 milioni tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,4%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di bitumi, nonché di olio combustibile al settore termoelettrico. La quota di mercato è aumentata di 2,9 punti percentuali passando dal 24,1% del 2003 al 27%.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,26 milioni di tonnellate, pari al 9,3%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (5,3 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,71 milioni di tonnellate, pari all'11,8%, a seguito essenzialmente della dismissione delle attività in Brasile, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite in Germania, Spagna e Francia.

Le altre vendite (19,52 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,43 milioni di tonnellate, pari al 21,3%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite alle società petrolifere e ai *trader*.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (680 mila tonnellate) sono diminuite di 30 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 4,2%; la quota di mercato passa dal 19,4% del 2003 al 19,1%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare ad altre società petrolifere e a *trader*, sono state di circa 400 mila tonnellate con un aumento di 30 mila tonnellate rispetto al 2003, pari all'8,7%.

Le vendite di GPL sui mercati extrarete all'estero (1,09 milioni tonnellate) sono diminuite di 630 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 36,6%, a seguito essenzialmente della dismissione delle attività in Brasile.

Dismissione delle attività in Brasile

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, con effetto 1° luglio 2004 è stata venduta alla brasiliana Petrobras la partecipazione totalitaria dell'Eni nella società Agip do Brasil SA, attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi attraverso una rete di oltre 1.500 stazioni di servizio e nella commercializzazione di GPL in bombole attraverso una struttura di 25 centri di imbottigliamento e di 26 depositi. Il corrispettivo della vendita, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito, è stato di 509 milioni di dollari.

Investimenti tecnici

Nel 2004 gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (669 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e logistica (420 milioni di euro), in particolare la realizzazione dell'impianto di gassificazione del tar (residuo pesante di lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro, nonché il miglioramento dell'efficienza degli impianti e l'adeguamento delle caratteristiche dei carburanti per autotrazione alle specifiche previste in ambito comunitario; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (164 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (69 milioni di euro, di cui 20 riferiti alla realizzazione di nuove unità e ad acquisti, in particolare in Germania, Spagna e Francia).

petrolchimica

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi (1)	4.516	4.487	5.417
Utile operativo	(126)	(176)	271
Investimenti tecnici	145	141	99
Investimenti in partecipazioni	1		6
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.258	7.050	6.565

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2004 le vendite di prodotti petrolchimici (5.299 mila tonnellate) sono aumentate di 33 mila tonnellate rispetto al 2003, pari allo 0,6%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite nel *business* olefine in relazione alla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate nei *business* aromatici e intermedi, dovute a incidenti e difficoltà di mercato, nonché dagli impatti della vendita dello stabilimento di Baytown - USA (gomme termoplastiche) e delle chiusure di linee produttive.

Al 31 dicembre 2004 la rete commerciale copriva 17 paesi con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 54% in Italia, per il 40% nel resto dell'Europa e per il rimanente 6% nel resto del mondo (rispettivamente 52%, 41% e 7% nel 2003).

Le produzioni (7.118 mila tonnellate) sono aumentate di 211 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,1%, a seguito in particolare delle maggiori produzioni di olefine. La capacità produttiva nominale è diminuita del 2,1% rispetto al 2003 a seguito essenzialmente della vendita dello stabilimento di Baytown e della chiusura della linea per la produzione di gomme polibutadiene di Ravenna e dell'impianto di butadiene di Porto Marghera. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è aumentato di 3,9 punti percentuali (dal 71,3% al 75,2%) a seguito essenzialmente del maggiore tasso di utilizzo degli impianti di *cracking*, nonché dell'effetto favorevole delle chiusure di impianti con ridotto tasso di utilizzo.

Il 36,7% della produzione è stata destinata al ciclo interno (38,4% nel 2003). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 22% del fabbisogno dell'esercizio (31% nel 2003).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di produzione sono aumentati in media del 20,8%; gli incrementi più marcati sono stati registrati nei *business* aromatici (+40,6%), intermedi (+29,5%) e polietileni (+27,9%).

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (2.766 mila tonnellate) sono aumentate di 62 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2,3%, a seguito dell'incremento registrato nel *business* olefine (7,2%, in particolare l'etilene e il butadiene) connesso alla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite nei *business* aromatici (-5,2%), in relazione alla fermata generale dell'impianto di Priolo e della ridotta attività di *trading* e intermedi (-2,3%) in relazione alla minore disponibilità di acetone e fenolo connessa alla fermata per l'incidente occorso alla banchina di Porto Torres.

Le produzioni (4.236 mila tonnellate) sono aumentate di 222 mila tonnellate, pari al 5,5%, essenzialmente nel *business* olefine a seguito del maggiore tasso di utilizzo degli impianti e della riduzione delle fermate.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (709 mila tonnellate) sono diminuite di 14 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2%, a seguito essenzialmente della riduzione delle vendite di ABS/SAN (-5,9%) dovuta alla razionalizzazione del portafoglio prodotti in relazione all'avvio del programma di chiusura dell'unità produttiva di Ravenna il cui completamento è atteso nel primo semestre 2005, e di stirolo. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite di polistirolo espandibile a seguito dell'aumento della domanda, in particolare nei settori dell'isolamento termico e del *packaging* industriale nell'Europa Orientale.

Le vendite di elastomeri (441 mila tonnellate) sono diminuite di 7 mila tonnellate rispetto al 2003, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente della chiusura della linea di produzione di gomme polibutadiene di Ravenna (fine 2003) e della vendita dello stabilimento di Baytown. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento di circa l'8% delle vendite degli altri prodotti in portafoglio, in particolare le gomme SBR (+24%), TPR (+20%) ed EPR (+19,5%), a seguito dell'aumento della domanda; in riduzione le vendite di lattici (-2,2%) in relazione alle difficoltà di uno dei principali mercati di sbocco (carbossilati).

Le produzioni di stirenici (1.118 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003; la riduzione della produzione di ABS/SAN (-11%), connessa al programma di riduzione della capacità produttiva, è stata sostanzialmente compensata dall'aumento della produzione di polistirolo espandibile (+8%) dovuto dalla crescita della domanda.

Le produzioni di elastomeri (488 mila tonnellate) sono diminuite del 4% a seguito delle vendite e delle chiusure di impianti. Escludendo questi fattori, le produzioni sono aumentate di circa l'11%, con incrementi superiori al 20% per le gomme EPR ed SBR, in linea con l'andamento della domanda.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.383 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003.

Le produzioni (1.276 mila tonnellate) sono aumentate dell'1,4%, in linea con l'andamento della domanda; gli incrementi più significativi hanno riguardato l'EVA (+11%) e l'LLDPE (+1,2%); in calo la produzione di HDPE (-1,6%).

Investimenti tecnici

Nel 2004 gli investimenti tecnici (99 milioni di euro) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica e di razionalizzazione (58 milioni di euro), nonché interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e di sicurezza (complessivamente circa 41 milioni di euro).

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	4.304	4.014	**4.236**	222	5,5
Stirenici ed Elastomeri	1.538	1.634	**1.606**	(28)	(1,7)
Polietileni	1.274	1.259	**1.276**	17	1,4
Produzioni	7.116	6.907	7.118	211	3,1
Consumi di monomeri	(2.607)	(2.651)	**(2.615)**	36	(1,4)
Acquisti e variazione rimanenze	984	1.010	**796**	(214)	(21,2)
	5.493	5.266	5.299	33	0,6

Vendite (migliaia di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	2.894	2.704	**2.766**	62	2,3
Stirenici ed Elastomeri	1.151	1.171	**1.150**	(21)	(1,8)
Polietileni	1.448	1.391	**1.383**	(8)	(0,6)
	5.493	5.266	5.299	33	0,6

ingegneria e costruzioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi (1)	4.546	6.306	**6.494**
Utile operativo	298	311	**260**
Investimenti tecnici	233	278	**209**
Investimenti in partecipazioni	1.055	9	
Dipendenti a fine periodo (numero)	29.091	26.457	**26.740**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Ordini acquisiti e portafoglio ordini

Gli ordini acquisiti nel 2004 (5.784 milioni di euro) hanno riguardato per il 90% lavori da realizzare all'estero e per il 14% lavori assegnati da imprese dell'Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2004 è di 8.521 milioni di euro (9.405 milioni di euro al 31 dicembre 2003); l'84% riguarda lavori da realizzare all'estero e l'8% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.

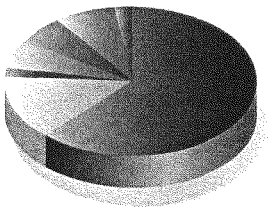
(milioni di euro)

		2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti		7.852	5.876	**5.784**	(92)	(1,6)
Costruzioni e perforazioni		5.454	4.298	**4.387**	89	2,1
Ingegneria		2.398	1.578	**1.397**	(181)	(11,5)
Percentuale ordini acquisiti per conto Eni	(%)	12	11	**14**		
Percentuale ordini acquisiti all'estero	(%)	96	91	**90**		
Portafoglio ordini		10.065	9.405	**8.521**	(884)	(9,4)
Costruzioni e perforazioni		5.158	5.225	**5.306**	81	1,6
Ingegneria		4.907	4.180	**3.215**	(965)	(23,1)
Percentuale portafoglio ordini per conto Eni	(%)	13	10	**8**		
Percentuale portafoglio ordini all'estero	(%)	78	81	**84**		

Nell'attività ingegneria, il portafoglio ordini diminuisce di 965 milioni di euro a seguito in particolare del rinvio di molte iniziative sui mercati di riferimento e dell'indebolimento del dollaro sull'euro. Nel primo trimestre 2005 l'attività ha avuto una ripresa con acqui-

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini a fine periodo

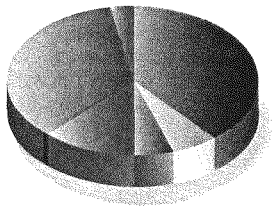
milioni di euro
5.306



Costruzioni mare 62%
Costruzioni terra 14%
Leased FPSO 2%
Perforazioni mare 6%
Perforazioni terra 6%
GNL 8%
Altre 2%

Ingegneria: portafoglio ordini a fine periodo

milioni di euro
3.215



Oil & Gas 39%
Raffinazione 6%
Complessi chimici 5%
Field upstream facilities and pipelines 12%
Energia 1%
Infrastrutture 34%
Aquater attività ambientali 3%

sizioni del valore complessivo di circa 3 miliardi di euro; in particolare sono stati acquisiti i seguenti contratti: (i) il contratto per conto della Abu Dhabi Gas Industries (GASCO), per la realizzazione del progetto Ruwais 3rd NGL Train per la produzione di NGL (liquidi di gas naturale) dei campi F e G del giacimento Thalama; (ii) il contratto, in collaborazione con SNC Lavalin, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di 3 impianti di idrotrattamento di distillati petroliferi della capacità totale di circa 130.000 barili/giorno nel complesso della Canadian Natural Resources Ltd nell'ambito del progetto Horizon Oil Sands, Fort McKay, Canada; (iii) il contratto per conto della Saudi Aramco per la realizzazione dell'impianto di trattamento e compressione gas di Hawiyah in Arabia Saudita.

Principali acquisizioni

Le principali acquisizioni dell'attività costruzioni e perforazioni sono le seguenti:

nell'area Costruzioni mare:

- nel **MEDIO ORIENTE** sono stati acquisiti dalla Dolphin Energy Ltd due contratti, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e la messa in opera di due condotte ciascuna della lunghezza di 12 chilometri e di una condotta della lunghezza di 372 chilometri per il trasporto del gas naturale dal giacimento *offshore* North Field, al largo di Ras Laffan in Qatar, al terminale di Taweelah, negli Emirati Arabi Uniti. I lavori saranno realizzati tra il secondo trimestre del 2004 e la prima metà del 2006. L'installazione delle condotte sarà realizzata dai mezzi navali Castoro 6 e Castoro 10;
- nel **MARE DEL NORD** è stato acquisito dalla Società BBL Co il contratto, per la posa del gasdotto del diametro di 36 pollici e della lunghezza di 230 chilometri che attraverserà il Mare del Nord da Callantsoog, nel Nord-Ovest della costa olandese, a Bacton sulla costa orientale inglese. I lavori saranno realizzati tra il secondo e il terzo trimestre del 2006 con l'utilizzo del mezzo navale Castoro 6;
- in **CINA** è stato acquisito dalla Hong Kong Electric Co Ltd il contratto, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, il trasporto e la posa di un gasdotto sottomarino della lunghezza di 92 chilometri che collegherà il terminale di rigassificazione di Guangdong con l'isola di Lamma al largo di Hong Kong. L'installazione sarà eseguita dal mezzo navale Castoro 2 nel primo semestre del 2005;
- nell'**AFRICA OCCIDENTALE** è stato acquisito il contratto, per conto della Total Exploration & Production Angola, che prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, l'installazione e la messa in servizio delle condotte sottomarine e degli ombelicali per lo sviluppo del giacimento Rosa e il suo collegamento alla nave *FPSO* del giacimento Girassol nel blocco 17, a una profondità d'acqua di circa 1.400 metri. I lavori saranno realizzati tra il primo e il terzo trimestre del 2006 con l'utilizzo dei mezzi navali Saipem 3000 e Saibos *FDS* (*Field Development Ship*);
- nel **MAR CASPIO** sono stati acquisiti quattro contratti: (i) due dalla Azerbaijan International Operating Company per l'installazione di strutture petrolifere *offshore* nell'ambito della Fase 3 dello sviluppo del giacimento Azeri-Chirag-Gunashli. Il primo prevede la fabbricazione di una *template*, di due *jacket* e relativi *pile* per un peso complessivo superiore a 45 mila tonnellate; il secondo prevede il trasporto e l'installazione di due piattaforme comprendenti due *jacket*, due *topside* e una *template*. I lavori saranno completati entro il 2007; (ii) il terzo acquisito nel gennaio 2005, dal consorzio North Caspian Sea per l'approvvigionamento, la fabbricazione in loco presso il cantiere Ersai (Eni 22%), di 45 pali e 2 fiaccole, il relativo trasporto e installazione, nonché l'installazione di 16 imbarcazioni per contenere i moduli degli impianti. I lavori saranno completati nel 2007; (iii) il quarto dal consorzio North Caspian Sea, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, il rivestimento, la posa e la messa in servizio di condotte, cavi in fibra ottica e ombelicali. I lavori saranno realizzati tra il 2006 e il 2007 attraverso l'utilizzo di un nuovo mezzo navale di posa.

Nell'area *Liquefied Natural Gas* sono stati acquisiti due contratti chiavi in mano: (i) il primo, in *joint venture* con la società francese di ingegneria Sofregaz, dalla Gaz de France per la realizzazione di un terminale di rigassificazione a Fos Cavaou in Francia. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione delle strutture del terminale, inclusi tre serbatoi di stoccaggio di GNL di 110 mila metri cubi ciascuno, le opere marittime e le strutture di rigassificazione. L'impianto avrà una capacità di trattamento di oltre 8 miliardi di metri cubi di gas all'anno; (ii) il secondo, in *joint venture* con le società belghe di costruzione CFE e Fontec dalla società belga Fluxys, con l'aumento della capacità produttiva da 4,5 a 9 miliardi di metri cubi di gas all'anno del terminale di rigassificazione GNL di Zeebrugge sulla costa belga. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione delle strutture di ampliamento del terminale, incluso il serbatoio di stoccaggio di 140 mila metri cubi di GNL e le strutture di rigassificazione.

Nell'area Costruzione terra sono stati acquisiti due contratti: (i) il primo, dalla NAOC, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di una condotta gas nell'area del delta del fiume Niger della lunghezza di 82 chilometri che collegherà Rumuji al terminale di liquefazione di Bonny; (ii) il secondo dalla Shell Petroleum Development Co of Nigeria Ltd per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di *facility* nell'ambito del progetto di aumento della capacità di trattamento gas dell'impianto di Soku in Nigeria.

Nell'area *Leased FPSO (Floating Production Storage Offloading)* è stato acquisito il contratto dalla Repsol YPF per il recupero del petrolio presente nei serbatoi della petroliera Prestige, affondata nel novembre 2002 al largo delle coste della Galizia in Spagna.

Nell'area Perforazione terra nel gennaio 2005 è stato acquisito dal consorzio North Caspian Sea il contratto di servizi di perforazione nel blocco D del giacimento Kashagan con l'utilizzo di impianti di proprietà del consorzio.

Nell'area Perforazione mare nel gennaio 2005 sono stati acquisiti due contratti. Il primo dalla Saudi Aramco riguarda l'utilizzo del mezzo navale Perro Negro 2 in attività di perforazione nell'*offshore* dell'Arabia Saudita per un periodo di tre anni a partire dalla seconda metà del 2005; il secondo dalla Petrobel riguarda il rinnovo per due anni dell'utilizzo del mezzo navale Perro Negro 4 nella perforazione del giacimento Belayim nell'*offshore* egiziano.

Le principali acquisizioni dell'attività ingegneria riguardano essenzialmente l'area *Upstream*, in particolare: (i) il contratto in *joint venture* paritetica con Technip, Kellog Brown Root dalla Nigeria LNG Ltd JGC per le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione del 6° treno di liquefazione gas naturale (GNL) della capacità di 4 milioni di tonnellate/anno presso l'impianto di Bonny in Nigeria. La stessa *joint venture* ha già costruito i precedenti 4 treni di liquefazione e sta completando il quinto; (ii) il contratto in *joint venture* con Chiyoda Corporation dalla Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co Ltd II per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione del 5° treno di liquefazione da 4,7 milioni di tonnellate/anno di gas naturale presso il complesso industriale di Ras Laffan in Qatar. L'aggiudicazione conferma il successo della *joint venture* nei lavori precedentemente eseguiti (3° treno completato e 4° treno in fase di costruzione); (iii) 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. L'aggiudicazione è un'espansione dello scopo di fornitura del contratto acquisito nel 2003. Il progetto AKG 1, finalizzato al recupero di GPL e benzina naturale, prevede un complesso di separazione, recupero e trattamento di gas naturale della capacità di 7,7 miliardi di metri cubi/anno.

Nell'area Complessi chimici è stato acquisito dalla Superoctanos il contratto in consorzio con Yanes y Associados per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di un impianto per la produzione di 380 mila tonnellate/anno di iso-ottano. L'impianto si baserà sulla tecnologia proprietaria Eni/Ecofuel e prevede la conversione dell'attuale impianto di produzione MTBE di Jose (Venezuela).

CEPAV Uno e CEPAV Due

Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due Convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione).

Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. La realizzazione della linea ha raggiunto al 31 dicembre 2004 un avanzamento lavori pari al 60% circa del prezzo contrattuale, sostanzialmente in linea con gli impegni contrattuali assunti; tuttavia la presenza di cause ostative, segnalate al cliente, potrebbero comportare un rallentamento nella produzione dell'anno 2005 e dei successivi.

Relativamente alla tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE.

Il progetto definitivo sarà istruito da TAV, sottoposto all'esame della Conferenza di Servizi e approvato dal CIPE.

Infrastrutture SpA - la società costituita per reperire i finanziamenti necessari alla realizzazione delle opere previste dalla Legge Obiettivo - sta reperendo i fondi sia per la realizzazione dell'intera opera sia per le attività preliminari alla stipula del contratto al fine di ridurre i tempi di realizzazione.

Relativamente all'arbitrato intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, è in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio arbitrale nel settembre 2004 la cui conclusione è prevista entro la metà del 2005. Il termine per la pronuncia del lodo è stato conseguentemente rinviato al 31 gennaio 2006.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Ingegneria e Costruzioni (209 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) la costruzione e il potenziamento di basi logistiche di supporto in Kazakhstan, Angola e Nigeria; (ii) il completamento degli interventi strutturali sulle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3, Scarabeo 4, sul *jack-up* Perro Negro 3 e sulla nave posa condotte Castoro 8; (iii) l'acquisto dei mezzi e delle strutture necessarie per l'esecuzione del progetto Sakhalin in Russia.

governance e responsabilità d'impresa

introduzione

La sfida che la comunità internazionale dovrà affrontare nei prossimi anni è rappresentata dalla necessità di trovare un corretto equilibrio tra esigenze di crescita economica, aumento dei consumi, miglioramento delle condizioni di vita e prospettive di sviluppo, rispetto del territorio e qualità dell'ambiente. In tale ambito l'industria petrolifera sarà chiamata a svolgere un ruolo di primo piano, in particolare attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative che rendano accessibili e disponibili fonti di energia a sempre minor impatto ambientale.

Per l'Eni ciò significa continuare a soddisfare la domanda di energia attraverso una strategia operativa e una condotta di *business* volte a minimizzare l'impatto delle attività estrattive sul territorio e ad aumentare l'efficienza energetica ponendo costante attenzione alla salute e alla sicurezza dei propri dipendenti e della popolazione; sviluppare prodotti e processi sempre più compatibili con l'ambiente promuovendo una crescente capacità di dialogo e di coinvolgimento con i suoi numerosi *stakeholder*.

Nel corso degli anni, l'Eni ha condotto il proprio *business* in modo responsabile, nel pieno rispetto delle leggi nazionali, delle convenzioni e delle linee guida internazionali in materia di diritti umani, standard di lavoro e protezione ambientale, secondo i valori e principi di lealtà, correttezza, trasparenza ed efficienza richiamati nel proprio Codice di Comportamento.

Proseguendo il suo percorso distintivo, che le ha consentito di integrarsi con le culture e le realtà più diverse, l'Eni continua a investire nella valorizzazione delle capacità manageriali e tecniche delle proprie risorse e nel potenziamento di tutti i fattori – sistemi di gestione, modalità operative, sviluppo scientifico e tecnologico – che consentono di perseguire obiettivi di crescita e redditività di lungo termine orientati allo sviluppo sostenibile e alla maggiore competitività sui mercati internazionali.

Principi Eni

Etica degli affari

Rispetto degli stakeholder

Tutela dei lavoratori e pari opportunità

Valorizzazione delle capacità professionali

Rispetto delle diversità

Rispetto dei diritti umani

Cooperazione

Tutela della salute e della sicurezza

Rispetto dell'ambiente

Eni e *Global Compact*

Nel 2001 l'Eni ha aderito all'iniziativa delle Nazioni Unite *Global Compact* e ai suoi principi fondamentali che mirano a promuovere tra i membri della società civile, e in particolare nelle imprese, una maggiore consapevolezza nel campo dei diritti umani, degli standard di lavoro, della tutela dell'ambiente e della lotta alla corruzione.
Nel 2004 l'Eni ha proseguito la promozione di comportamenti aziendali in linea con i suddetti principi. In tema dei diritti umani e della *security*, ha adottato in Nigeria una *security policy* basata sul rispetto dei diritti delle popolazioni e sul costante dialogo con le comunità. Relativamente ai diritti dei lavoratori, sono stati rinnovati con i loro rappresentanti l'accordo per il Comitato Aziendale Europeo e quello per le Relazioni industriali internazionali e sulla responsabilità sociale dell'impresa. In materia ambientale, l'Eni pubblica ogni anno un rapporto HSE che rappresenta gli interventi realizzati nel corso dell'anno in materia di risposte al cambiamento climatico, consumi di materie prime, tutela del suolo, biodiversità, gestione rifiuti, mitigazione dell'impatto sul territorio, etc. In tema di correttezza dei comportamenti, la Società ha adottato, in adempimento alla normativa nazionale che recepisce la direttive OCSE in materia di responsabilità amministrativa delle società, uno specifico modello di organizzazione, gestione e controllo.

La pubblicazione
Nel novembre 2004 l'Eni ha pubblicato "Responsabilità d'impresa - valori e comportamenti" con l'obiettivo di manifestare i valori, i principi e i comportamenti della Società sui temi legati alla crescita sostenibile della Società.
La pubblicazione è disponibile nella sezione del sito Eni dedicata alla documentazione.

Riconoscimenti da parte dei mercati finanziari

Nel 2004 sono state confermate le valutazioni positive da parte dei mercati finanziari su *governance* a responsabilità d'impresa dell'Eni. La Società è stata inclusa per il quarto anno consecutivo negli indici *Ethical Index Euro* ed *Ethical Index Global* elaborati da *E. Capital Partners*, e nell'indice *ASPI Eurozone* (*Advanced Sustainable Performance Indices*) dell'agenzia europea di *rating* Vigeo, che valuta secondo criteri di sostenibilità e di CSR le *performance* delle 120 società europee quotate nel *Dow Jones Euro STOXX*. L'Eni ha ottenuto, per il terzo anno consecutivo, il migliore *rating* etico tra le società quotate alla Borsa Italiana nella classifica stilata dall'Agenzia Europea degli Investimenti relativamente all'impegno mostrato nell'applicazione di una serie di principi etici fissati da Nazioni Unite, OCSE, ILO e Unione Europea.

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 sulla base della relazione annuale del Garante del Codice di Comportamento. 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 marzo 2004 dall'Assonime e dalla 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

Il Consiglio con delibera del 17 settembre 2003, oltre alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile:

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.

Deleghe

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 nelle quali essi abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi.

Ai sensi dell'art. 2391 del codice civile, gli amministratori danno notizia agli altri amministratori e al collegio sindacale di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società.

Nomina

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 e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004. 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. Hanno diritto a presentare liste gli azionisti che da soli o insieme ad altri rappresentino almeno l'1% del capitale sociale nonché il Consiglio di Amministrazione (che non si è mai avvalso di tale facoltà). Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista. Le società che lo controllano e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste, intendendosi per controllate le società di cui all'art. 2359, comma 1, del codice civile. Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal

Consiglio di Amministrazione) 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.

Composizione

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 dal Ministero dell'economia e delle finanze; Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô e Renzo Costi sono stati candidati 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

Consigliere di amministrazione di Unicredito Italiano SpA, Luxottica Group SpA, Banca Lombarda SpA e Fin. Bansel SpA; Presidente del Consiglio di Amministrazione della CBI Factor SpA.

Alberto Clô

Consigliere di amministrazione di ASM Brescia SpA, De Longhi SpA, Italcementi SpA e Società Autostrade SpA.

Mario Resca

Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA; Commissario straordinario del Gruppo Cirio del Monte, in amministrazione straordinaria.

Il 28 febbraio 2005 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 2004 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 18 volte (19 nel 2003) 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.

Funzionamento

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 stabilisce 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, la convocazione è inviata almeno 24 ore prima dell'ora fissata per l'adunanza. Lo statuto consente che le adunanze consiliari si tengano per video o teleconferenza a condizione che tutti i partecipanti possano essere identificati e sia loro consentito di seguire la discussione e d'intervenire in tempo reale alla trattazione degli argomenti affrontati. L'adunanza si considera tenuta nel luogo in cui si trovano il Presidente e il segretario.

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 2004 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media il 90% degli amministratori e l'88% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

Compensi

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.

L'Assemblea degli azionisti, nell'adunanza del 30 maggio 2002, ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente (250.000 euro) e agli amministratori (68.000 euro); il compenso agli amministratori è stato aumentato a 100.000 euro dall'Assemblea degli azionisti nell'adunanza del 28 maggio 2004. Inoltre, sempre nell'adunanza del 30 maggio 2002, l'Assemblea ha determinato un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro al Presidente e di 20.000 euro agli amministratori. L'importo da corrispondere è determinato 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 6 luglio 2004 il Consiglio ha verificato che l'Eni nel 2003 si è collocata al quinto posto nella graduatoria; perciò il compenso variabile non è dovuto. Agli amministratori è corrisposta inoltre la somma di 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari e dei Comitati istituiti dal Consiglio di Amministrazione composti da amministratori, 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 con quello delle principali compagnie petrolifere internazionali). In relazione alle *performance* realizzate nel 2003, la parte variabile della remunerazione rap-

presenta il 43% di quella complessiva del Presidente e dell'Amministratore Delegato e il 40% 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 da amministratori non esecutivi indipendenti, nonché l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, al quale partecipa anche l'Amministratore Delegato. Gli amministratori, come detto, percepiscono il compenso di 1.000 euro per la partecipazione alle riunioni di detti 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 e Renzo Costi.
Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente), Dario Fruscio, Vittorio Mincato e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.

Il Codice prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi di statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

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 2004 si è riunito 15 volte, con la partecipazione media dell'88% dei suoi componenti, e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalle funzioni 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) monitorato le iniziative assunte e le risultanze delle azioni poste in essere a seguito delle informazioni riguardanti pagamenti impropri effettuati da rappresentanti di società fornitrici dell'EniPower a un dirigente di quest'ultima; (iv) 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 2003, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate; (v) approfondito le competenze attribuitegli dal Consiglio di Amministrazione con l'approvazione del nuovo regolamento; (vi) esaminate le risultanze dell'analisi sulle strutture dedicate totalmente o parzialmente ad attività di *audit* presenti nelle società italiane del

Gruppo; (vii) monitorato lo sviluppo delle attività conseguenti all'applicazione del "Modello di organizzazione, gestione e controllo" ex D.Lgs. 231/2001 e 61/2002; (viii) esaminato l'informativa sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza; (ix) esaminato le implicazioni connesse alla definizione ed emissione di una procedura che regolamenti il trattamento delle segnalazioni anonime; (x) valutato le risultanze della gara per il conferimento dell'incarico di revisione per il triennio 2004-2006 ed espresso il proprio parere al Consiglio di Amministrazione in merito all'individuazione della PricewaterhouseCoopers quale assegnataria dell'incarico; (xi) esaminato i piani di revisione per i bilanci 2004 e le comunicazioni in ottemperanza al documento n. 260 dei principi di revisione "Commenti di fatti e circostanze attinenti la revisione ai responsabili delle attività di *governance*", nonché le attività svolte dal revisore di Gruppo nel 2004; (xii) esaminato gli elementi informativi sugli incarichi 2002 e 2003 conferiti dall'Eni e dalle imprese controllate e collegate consolidate alle società di revisione iscritte all'albo Consob e ai soggetti a esse collegati; (xiii) 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; (xiv) monitorato il conferimento di incarichi aggiuntivi o professionali alla società di revisione che esprime il giudizio sul bilancio o a soggetti del relativo *network*, formulando i relativi orientamenti.

Compensation Committee

Il *Compensation Committee*, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione azionaria; (ii) definizione dei criteri per la remunerazione del *top management* del Gruppo; (iii) fissazione degli obiettivi e valutazione dei risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee* nel corso del 2004 si è riunito 5 volte, con la partecipazione media del 93% dei suoi componenti, e ha: (i) definito la proposta di Regolamento del Comitato approvato dal Consiglio nell'adunanza del 26 febbraio 2004; nella stessa adunanza il Consiglio ha nominato Mario Resca Presidente del Comitato; (ii) esaminato gli obiettivi del piano di *performance* e incentivazione per l'anno 2004 e i risultati dell'anno 2003, nonché gli schemi di assegnazione delle *stock grant* e delle *stock option* per l'anno 2004, ai fini della successiva approvazione del Consiglio di Amministrazione; (iii) definito la proposta di remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato; (iv) esaminato il posizionamento retributivo del *top management* del Gruppo e i criteri della politica retributiva annuale.

Osservatorio Petrolifero Internazionale

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale (ex *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. Nell'adunanza dell'11 maggio 2004, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Presidente dell'Osservatorio Alberto Clô.

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale nel corso del 2004 si è riunito 3 volte con la partecipazione media del 100% dei suoi componenti. La prima riunione è stata dedicata all'analisi del tema "Le riserve di idrocarburi: aspetti generali e metodologie Eni di valutazione" con l'approfondimento sia degli aspetti tecnici, economici e normativi inerenti l'iscrizione a libro delle riserve certe di petrolio e gas sia dei comportamenti dell'Eni in materia. La seconda riunione è stata incentrata su "La bolla gas in Europa e in Italia" con l'analisi dei dati relativi all'equilibrio domanda e offerta di gas in Italia e in Europa fino al 2010. Nel corso della terza riunione è stato affrontato il tema "Scenari petroliferi a confronto e conseguenti dinamiche dei prezzi petroliferi ed energetici"; particolare attenzione è stata dedicata all'approccio metodologico nella costruzione degli scenari futuri di prezzo del petrolio e del gas naturale e alla valutazione dell'impatto di ciascuno di essi sulle politiche di investimento del Gruppo.

Il Collegio Sindacale e gli altri organi di controllo

Collegio Sindacale

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 e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2 del citato decreto.

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 Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolgerà, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa *SEC* all'*Audit Committee* degli emittenti USA. Le funzioni sono le seguenti: (i) 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; (ii) 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; (iii) formulare raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il *management* e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria; (iv) approvare le procedure concernenti: (a) 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; (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili; (v) approvare le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi *non-audit* ammissibili, individuati dal Collegio in modo dettagliato, ed esaminare l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati; (vi) 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; (vii) esaminare le comunicazioni periodiche della società di revisione relative: (a) ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare; (b) 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; (c) a ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il *management*; (viii) 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; (ix) esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti ai fini del sistema di controllo interno.

Il Collegio potrà incaricare, anche avvalendosi delle strutture della Società, consulenti indipendenti o altri esperti nella misura dallo stesso ritenuta necessaria all'espletamento dei propri compiti.

Il Collegio sarà dotato delle risorse finanziarie dallo stesso ritenute adeguate al pagamento di compensi a consulenti indipendenti o ad altri esperti e delle spese ordinarie ai fini dell'espletamento dei propri compiti.

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, effettuata ai sensi degli artt. 17 e 28 dello statuto mediante voto di lista, consente che due sindaci effettivi e uno supplente siano scelti tra i candidati

degli 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.

L'articolo 28 dello statuto, coerentemente alle indicazioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162, 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 sul sito internet dell'Eni. Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Fernando Carpentieri sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Luigi Biscozzi, Riccardo Perotta e Giorgio Silva sono stati candidati 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.

Revisore contabile

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 28 maggio 2004 che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006.

Controllo gestione finanziaria

La gestione finanziaria dell'Eni SpA è sottoposta al controllo della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Luigi Schiavello (sostituto Angelo Antonio Parente).

L'azionariato della Società

Il capitale sociale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2004 ammonta a 4.004.424.476 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.004.424.476 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, solo lo Stato Italiano può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedenti detto limite.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2004 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	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA	400.288.338	10,00
Eni SpA (azioni proprie)	234.394.888	5,85

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
Italia	357.456	2.333.748.844	58,30
UK e Irlanda	1.182	198.402.870	4,96
Altri Stati UE	4.332	820.532.168	20,50
USA e Canada	1.488	274.321.612	6,85
Resto del Mondo	1.573	135.054.733	3,37
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		232.710.909	5,81
Altri	n.d.	8.250.740	0,21
Totale	**366.031**	**4.003.021.876**	**100,00**

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
>10%	1	813.443.277	20,32
3%-10%	1	400.288.338	10,00
2%-3%	2 (2)	193.505.326	4,83
1%-2%	4	258.618.718	6,46
0,5%-1%	12	364.906.835	9,12
0,3%-0,5%	18	274.936.676	6,87
0,1%-0,3%	55	356.368.524	8,90
≤ 0,1%	365.938	1.099.992.533	27,48
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		232.710.909	5,81
Altri	n.d.	8.250.740	0,21
Totale	**366.031**	**4.003.021.876**	**100,00**

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo 24 giugno 2004 (data stacco: 21 giugno 2004).
(2) Gli azionisti Banca Caboto e Banca Intesa hanno comunicato la riduzione dei loro possessi azionari al di sotto del 2% rispettivamente dal 2,4 all'1,3% e dal 2,4 allo 0,4%.

Diritti speciali riservati allo Stato (golden share) - Ddl risparmio

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 negli 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 dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

L'art. 4, comma 227, della legge 24 dicembre 2003, n. 350 ha modificato l'art. 2, comma 1 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modifiche dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, riguardante l'individuazione dei poteri speciali riservati allo Stato nelle società pubbliche privatizzate, esercitati congiuntamente dal Ministro dell'economia e delle finanze e dal Ministro delle attività produttive, genericamente qualificati come *golden share*. Le modifiche - volte ad adeguare il contenuto di detti poteri ai rilievi formulati in sede comunitaria sulla compatibilità della normativa di cui alla legge 474/1994 ai principi di libera circolazione dei capitali - si riassumono come segue: (a) opposizione - e non più gradimento quale condizione per l'esercizio del diritto di voto e dei diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale - all'assunzione da parte dei soggetti nei confronti dei quali opera il limite del possesso azionario di cui all'art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni della legge 30 luglio 1994, n. 474, di partecipazioni rilevanti, intendendosi per tali quelle che rappresentano almeno il 5% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (b) opposizione - e non più gradimento 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 negli accordi sia rappresentato almeno il 5% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) esercizio del diritto di veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, 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 al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

Il recepimento nello statuto delle nuove norme relative all'esercizio dei poteri speciali è subordinato all'emanazione da parte del Ministro dell'economia e delle finanze e del Ministro delle attività produttive di uno specifico decreto.

Il 3 marzo 2005 la Camera dei Deputati ha approvato, in prima lettura, il cosiddetto "Ddl risparmio" ovvero il disegno di legge contenente "Disposizioni per la tutela del risparmio e la disciplina dei mercati finanziari" (Disegno) volte ad assicurare maggiore trasparenza ai mercati regolamentati e a rafforzare la tutela dei risparmiatori. Il Disegno stabilisce tra l'altro che "il Presidente del Collegio Sindacale è nominato dall'assemblea tra i sindaci eletti dalla minoranza" e che l'adeguamento degli statuti alle disposizioni da esso introdotte deve avvenire "entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge."

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. Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e di garantire in particolare il diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti in discussione il 4 dicembre 1998, l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito internet dell'Eni.

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, sancita dal suo Codice di Comportamento, 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, completa, trasparente, tempestiva e selettiva 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. 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 al numero verde 800940924.

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e gli eventi/operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito internet dell'Eni. Sempre sul sito, sono disponibili i comunicati stampa della Società, le procedure in materia di *corporate governance*, 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 e 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 che recepisce 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 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 della gestione finanziaria 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. Il Modello è stato comunicato a ciascuna società del Gruppo per l'estensione e l'applicazione.

Di seguito le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

	Consiglio di Amministrazione					Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		Osservatorio Petrolifero Internazionale	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze	n. altri incarichi	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze
Presidente											
Roberto Poli		X	X	100	6			X	100		
Amministratore Delegato											
Vittorio Mincato	X			100	-					X	100
Consiglieri											
Mario Giuseppe Cattaneo (*)		X	X	78	5	X	93				
Alberto Clô (*)		X	X	89	4	X	80			X	100
Renzo Costi (*)		X	X	83	-	X	87	X	80		
Dario Fruscio		X	X	83	-					X	100
Guglielmo Moscato		X	X	95	-	X	93			X	100
Mario Resca		X	X	89	2			X	100		
Numero riunioni 2004	18					15		5		3	

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Il Codice di autodisciplina prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi dello statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Componenti	% presenze	N. altri incarichi
Presidente		
Andrea Monorchio	78	-
Sindaci effettivi		
Luigi Biscozzi (*)	94	-
Paolo Andrea Colombo	89	3
Filippo Duodo	94	-
Riccardo Perotta (*)	89	2
Sindaci Supplenti		
Fernando Carpentieri		-
Giorgio Silva (*)		-
Numero riunioni 2004		18

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del codice di autodisciplina

	Si	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?		X (*)
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?		X (*)
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)		*Internal Audit*
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/*e-mail*) del responsabile *investor relations*		*Investor Relations* (**)

(*) Le procedure saranno redatte non appena noti i "principi generali emanati dalla Consob" di cui all'art. 2391 bis del codice civile introdotto dal D.Lgs. 28 dicembre 2004, n. 310.
(**) Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. 02 52051651 - Fax 02 52031929

risorse umane e organizzazione

Nel 2004 la piena attuazione del nuovo modello organizzativo e del sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane in Italia ha consentito di potenziare le capacità dell'Eni di: (i) pianificare le iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane con un orientamento di medio-lungo termine coerente con le caratteristiche del *business* e adeguato a sostenere il percorso di crescita intrapreso; (ii) sviluppare e condividere il *know-how*, attraverso la sistematizzazione e diffusione delle conoscenze e delle *best practice* relative ai processi operativi; (iii) governare il sistema delle risorse umane attraverso l'elaborazione di un peculiare modello di controllo; (iv) gestire le risorse umane a livello internazionale con strumenti omogenei e modalità il più possibile standardizzate, pur nel rispetto delle diverse legislazioni e culture locali; (v) ottenere importanti risultati nel campo delle relazioni industriali in ambito sia nazionale sia internazionale; (vi) conseguire la massima efficacia dalle attività di comunicazione interna e di formazione.

Interventi sull'organizzazione

L'obiettivo di migliorare la capacità di sviluppare e gestire la conoscenza ha spinto l'Eni a potenziare i sistemi di *knowledge management* nella convinzione che il miglioramento dell'efficienza e della rapidità dei processi di lavoro sarà sempre più legato alla capacità di "catturare" il *know-how* (sia quello presente all'interno sia quello che si sviluppa all'esterno dell'azienda) e "incorporarlo" nel sistema organizzativo, garantendone la diffusione nel *network* aziendale. Sistemi di *knowledge management* tecnologicamente all'avanguardia sono stati implementati nella Divisione Exploration & Produzione e nell'area Raffinazione della Divisione Refining & Marketing.

Iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane

L'attività di pianificazione delle risorse umane dell'Eni ha avuto un nuovo impulso dall'introduzione di un metodo basato su un approccio strategico fortemente selettivo e orientato al medio-lungo termine (c.d. "pianificazione strategica delle professionalità") che ha portato all'identificazione dei ruoli professionali considerati critici per l'attuazione delle strategie di *business*. Rispetto a questi ruoli sono stati elaborati piani di intervento (iniziative di reperimento dall'esterno, mobilità, formazione) che ciascuna area di *business* sta attuando.

È stato messo a punto e implementato un metodo di valutazione del *management* che, utilizzando un "linguaggio" standard di Gruppo, consente di supportare le decisioni di assegnazione degli incarichi manageriali, di monitorare l'efficacia dei processi di attribuzione degli stessi e di promuovere le più opportune iniziative di sviluppo manageriale.

Nell'ambito della gestione del personale, il consolidamento dei Centri di Servizio territoriale e l'attivazione di Poli *multibusiness*, in grado di fornire un servizio alle diverse realtà

operative dell'Eni presenti sul territorio, ha consentito l'integrazione delle prassi e dei comportamenti aziendali, anche attraverso il monitoraggio di indicatori di efficienza e la sensibilizzazione diffusa verso obiettivi di efficacia e qualità del servizio. Più in generale, è stata implementata l'attività di controllo delle *performance* di tutto il sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane che prevede modalità e meccanismi di verifica dell'attuazione dei piani, del rispetto delle linee guida, delle normative e delle metodologie, nonché del raggiungimento degli specifici obiettivi assegnati.

Sul versante internazionale, sono state realizzate analisi su compensation, *benefit* e schemi pensionistici come base per possibili standardizzazioni che tengano conto delle specificità locali.

Il processo di estensione e adattamento ai contesti locali esteri del sistema di Gruppo di gestione e sviluppo delle risorse umane ha visto poi l'avvio di due importanti progetti legati all'inserimento, sviluppo e *retention* di giovani risorse internazionali:

- interventi di valutazione del potenziale manageriale di risorse "locali", equiparabili, in Italia, ai giovani quadri (coinvolta una popolazione di circa 200 risorse);
- corsi di formazione istituzionale per laureati neo assunti.

Formazione e Comunicazione interna

Nel 2004 il processo di formazione è stato oggetto di reengineering con l'obiettivo di assicurare un elevato grado di coerenza degli interventi formativi con le necessità operative dei *business*. In questo ambito, è stato aumentato il livello di coinvolgimento del *management* di linea nell'identificazione dei fabbisogni formativi e nella progettazione degli interventi ed è stato rafforzato il *network* tra i Dipartimenti della controllata (100%) Eni Corporate University SpA e le aree professionali delle società del Gruppo e delle Divisioni dell'Eni SpA.

È continuata la crescita delle iniziative realizzate da Eni Corporate University; in particolare, i progetti formativi con utilizzo di supporti *Web* hanno visto un significativo incremento, in numero e in diversificazione di argomenti e di finalità, tale da poter ormai considerare l'*e-learning* una modalità di erogazione standard. È stata inoltre arricchita l'offerta di servizi nel campo dell'autosviluppo (*Personal Coaching*) e del *Change management*.

Sono stati consolidati i rapporti con il sistema accademico attraverso la stipula di nuove Convezioni Quadro e Convenzioni *Stage* (allo stato, rispettivamente 29 e 27). È stato attivato il Corso di Specializzazione biennale in Scienza degli Idrocarburi, in collaborazione con la Scuola Superiore Normale di Pisa, ed è proseguita la collaborazione con il Politecnico di Milano per la Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica, Orientamento Energetico-Idrocarburi. Si è conclusa positivamente, con l'inserimento nell'Eni SpA e nelle società del Gruppo di tutti i partecipanti (n. 63), la prima edizione del Progetto *Master*

Eni, realizzato in collaborazione con l'Università Roma Tre, l'Università Cattolica di Milano, l'Università di Bologna e il Politecnico di Torino.

La Scuola Mattei di Eni Corporate University ha avviato il 48° anno accademico del *Master* Medea, con la partecipazione di laureati italiani e stranieri. Nel corso del 2004 sono stati inseriti nell'Eni SpA e nelle società del Gruppo 31 allievi partecipanti all'anno accademico 2003-2004 del *Master*.

Relativamente alla comunicazione interna, il Portale Intranet MyEni ha raggiunto il *desktop* di 12.000 utenti italiani, per i quali costituisce il punto di accesso unico alle informazioni e agli applicativi di uso quotidiano. Sono state inoltre rafforzate le funzionalità di MyEni, in particolare relativamente alla condivisione della conoscenza: i siti di *know-how* progettati favoriscono l'attività delle famiglie professionali distribuite sul territorio. Al fine di favorire l'uso ottimale del Portale, è stato realizzato un ampio piano di *change management* che si è svolto attraverso incontri mirati in tutte le sedi.

È stata avviata un'attività di *customer satisfaction* interna finalizzata sia a valutare il gradimento e l'utilizzo degli strumenti di comunicazione interna sia il funzionamento di nuove strutture e processi organizzativi (Poli Territoriali).

Nel quadro di un'ampia attività di editoria interna dedicata ai dipendenti, è proseguita la pubblicazione della rivista bimestrale monografica *personæ*. In sinergia con la versione cartacea, è nata *personaeonline*, versione telematica presente nel Canale *MyNews* del Portale MyEni: un nuovo strumento di comunicazione multimediale, approfondimento e dialogo con tutti coloro che operano nell'Eni volto a favorire l'autosviluppo e mantenere vivo, con proposte sempre nuove e aggiornate, il dibattito sui temi che riguardano il rapporto fra le persone e l'impresa.

Nel 2004, in Italia, sono state erogate 1.290.447 ore di formazione con un aumento, rispetto al 2003, di 39.237 ore pari al 3,1%. Hanno partecipato alle iniziative formative 26.245 risorse (714 dirigenti, 4.279 quadri, 13.088 impiegati e 8.164 operai), per un totale di 104.120 partecipazioni complessive.

Coerentemente con la qualificazione dei partecipanti ai corsi, il 50% delle ore erogate è stato dedicato alla formazione professionale e il 21% alla formazione in materia Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità.

Relazioni industriali

È stato sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali di categoria l'accordo quadro per il rinnovo del Premio di Partecipazione per il Quadriennio 2004-2007. L'accordo, nel riconfermare la validità dei presupposti previsti dal Protocollo del 23 luglio 1993 sulla politica dei redditi, ha avuto anche l'obiettivo di cogliere le specificità e le differenziazioni in termini di *business* e di mercato che il Gruppo esprime a livello di singole Società/Divisioni dell'Eni SpA.

Sul versante delle relazioni industriali internazionali, sono state realizzate azioni di ulteriore rafforzamento del sistema. È stato infatti firmato l'accordo di rinnovo triennale del Comitato Aziendale Europeo, che adegua l'organismo alle dinamiche di internazionalizzazione del Gruppo e alla focalizzazione sul *core business* nella nomina dei rappresentanti dei lavoratori, ed è stato rinnovato l'Accordo relativo all'Osservatorio Europeo sulla Salute e Sicurezza nei luoghi di lavoro con l'obiettivo di incrementare e valorizzare le competenze e le *best practice* su tali materie nell'ambito del Gruppo. È stato rinnovato altresì nel suo impianto originario, per un triennio, l'Accordo sulle Relazioni industriali a livello internazionale e sulla *Corporate Social Responsibility*, con l'inclusione delle linee guida OCSE sulle imprese multinazionali: la firma è avvenuta nel corso di un incontro nel quale sono state presentate e valorizzate positive esperienze del sistema di relazioni industriali Eni nel mondo.

È stato finalizzato l'"Eni *Pilot Project* sulla Formazione continua a livello europeo" volto a diffondere la conoscenza del sistema Eni in risorse operanti nell'ambito di 9 società del set-

tore Refining & Marketing dell'Europa Centro-Orientale. I risultati dell'iniziativa, pubblicati in un *booklet* di comunicazione interna, sono stati selezionati come una delle buone pratiche di *Corporate Social Responsibility* per il 2004.

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2004 è di 71.497 unità con una diminuzione di 5.024 unità, pari al 6,5%, rispetto al precedente esercizio, di cui 4.100 locali esteri e 924 italiani.

I dipendenti assunti in Italia sono 41.311 (57,8% dell'occupazione di Gruppo) di cui 38.725 operanti in territorio nazionale, 2.382 operanti all'estero e 204 marittimi. Rispetto al 2003, la diminuzione del numero di occupati di 924 unità è riferita quanto a 667 unità al saldo fra risoluzioni e assunzioni e quanto a 257 unità a variazioni del campo di consolidamento.

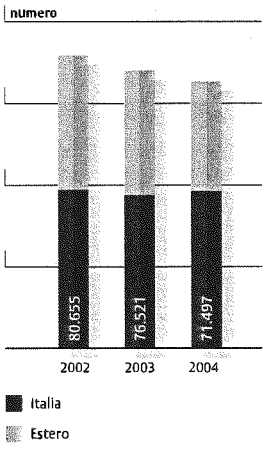
Nel 2004 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 1.993 assunzioni, di cui 1.267 a tempo indeterminato e 726 a tempo determinato, che hanno riguardato prevalentemente personale laureato (708 unità di cui 424 ingegneri) e diplomato (517 unità) inseriti in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.660 rapporti di lavoro, di cui 2.007 a tempo indeterminato e 653 a tempo determinato.

I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 30.186 (42,2% dell'occupazione di Gruppo) con una diminuzione di 4.100 unità dovuta alla cessione dell'Agip do Brasil (-3.968 unità) e al saldo positivo fra risoluzioni e assunzioni a tempo determinato in Saipem e Snamprogetti (+120 unità) e a quello negativo fra risoluzioni e assunzioni a tempo indeterminato (-252 unità) nel resto del Gruppo.

Occupazione a fine periodo (numero)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.715	7.718	**7.705**	(13)	(0,2)
Gas & Power	13.317	12.982	**12.843**	(139)	(1,1)
Refining & Marketing	13.757	13.277	**9.224**	(4.053)	(30,5)
Petrolchimica	7.258	7.050	**6.565**	(485)	(6,9)
Ingegneria e Costruzioni	29.091	26.457	**26.740**	283	1,1
Altre attività	6.360	5.705	**4.983**	(722)	(12,7)
Corporate e società finanziarie	3.157	3.332	**3.437**	105	3,2
	80.655	**76.521**	**71.497**	(5.024)	(6,6)

Occupazione a fine periodo



sviluppo sostenibile

Responsabilità nei confronti del territorio

L'Eni conduce le proprie attività sulla base di comportamenti manageriali improntati al rispetto delle principali convenzioni e delle linee guida internazionali di condotta etico-sociale e ambientale, avvalendosi anche di standard autonomamente sviluppati sulla base della propria cultura d'impresa e dei principi che ispirano da sempre il suo modo di operare. L'Eni pone grande attenzione al modo in cui realizza i progetti industriali, valutandone sempre l'impatto complessivo sul territorio e la collettività, e sostiene iniziative e politiche promosse nell'ambito di un più ampio processo di consultazione in grado di affrontare e fornire risposte adeguate agli aspetti più critici del contesto operativo.

Parte integrante di una visione responsabile d'impresa è il tema del rispetto dei diritti umani. Nel 2004 l'Eni ha accolto con interesse il progetto delle Nazioni Unite di Norme sulla responsabilità delle imprese transnazionali in materia di diritti umani, prendendo parte al dibattito con le principali associazioni italiane e internazionali, nonché all'interno delle associazioni di *business*.

La Nigerian Agip Oil Co (100% Eni) ha emanato una nuova *Policy di Security* che, ispirata ai principi e criteri applicativi della normativa generale sulla *Security* di Gruppo, fa perno sul rispetto dei diritti fondamentali delle popolazioni, sulla formazione e responsabilizzazione dei dipendenti e sul costante dialogo con le comunità.

Con riferimento ai temi della trasparenza dei flussi finanziari, la Società ha partecipato, attraverso le associazioni di categoria, alla *Extractive Industries Transparency Initiative* (*EITI*), lanciata nel 2003 dal Governo britannico.

Costante è l'impegno della Società nell'analisi dell'impatto globale delle proprie attività dal punto di vista sociale, economico e ambientale. Nel 2004 è proseguito il processo di "Valutazione di impatto strategico" del progetto Kashagan, nel Caspio kazako, che consentirà di prevenire i rischi, mitigare gli impatti e individuare le modalità più opportune per massimizzare il beneficio per le comunità.

Diversi approcci nel rapporto con gli stakeholder locali

Il processo di dialogo attivato dall'Eni con gli *stakeholder* presenti sul territorio varia in funzione delle condizioni locali, assumendo differenti modalità operative, quali:

- la stipula di accordi con le diverse comunità e le autorità locali, come avviene ad esempio in Nigeria, che prevedono tra l'altro la costituzione di un comitato di controllo composto da rappresentanti delle comunità e di un comitato per la risoluzione dei conflitti e la discussione di problemi specifici;
- la promozione di nuove forme di rappresentanza, come i comitati per lo sviluppo attivati in Pakistan, nella regione di Kirthar, con l'assistenza di una Ong locale. I componenti

di tali organismi, dopo adeguata formazione, diventano promotori di un processo di sviluppo che coinvolge l'intera comunità;

- la collaborazione con le Ong locali, ciascuna competente per uno specifico campo di attività, attualmente sperimentata in Venezuela per la realizzazione del programma di sviluppo delle comunità locali. Il processo, svolto su base annuale, comprende la consultazione con le comunità e la programmazione, implementazione e revisione delle iniziative.

Contributo allo sviluppo locale

L'Eni contribuisce a creare le condizioni per il maggiore benessere delle comunità con le quali interagisce e per il raggiungimento della loro autosufficienza socio-economica. Promuove processi basati sul dialogo costante con gli *stakeholder* interessati, sullo scambio di conoscenze tecnico-scientifiche e sullo sviluppo di iniziative autonome. Nella realizzazione degli interventi a favore delle comunità, collabora con governi, amministrazioni locali, agenzie di sviluppo e organizzazioni umanitarie nazionali e internazionali.

L'impegno complessivo a favore delle comunità
L'impegno dell'Eni a favore delle comunità locali ha comportato nel 2004 una spesa complessiva di 46 milioni di euro. La riduzione rispetto agli anni precedenti deriva in gran parte dal completamento del programma di opere pubbliche e di strutture sociali realizzato in Kazakhstan nell'area della capitale Astana.
Il rapporto tra spese a favore delle comunità e utile netto conseguito dalla Società è, per il 2004, pari allo 0,6% (Il *London Benchmarking Group* colloca il rapporto ideale tra lo 0,5 e l'1%).

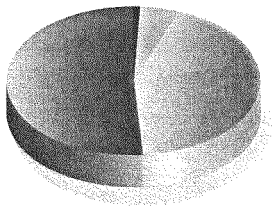
Le direttrici di intervento e i progetti

Nella propria strategia di intervento, l'Eni privilegia la realizzazione di iniziative nell'ambito della sanità, dello sviluppo sociale, dell'istruzione e formazione, della salvaguardia dell'ambiente e della cultura. Negli ultimi anni, la quota preponderante degli interventi ha riguardato il contributo allo sviluppo sociale, prevalentemente attraverso la realizzazione di infrastrutture e progetti di sviluppo rurale.

Di seguito sono indicate alcune iniziative svolte nel 2004 rappresentative dell'impegno della Società nelle diverse aree di intervento, rimandando alla consultazione sul *web site* Eni all'indirizzo www.eni.it per maggiori dettagli sulle stesse e sugli altri interventi e programmi.

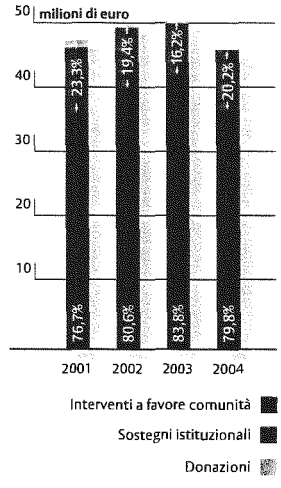
Nell'ambito degli interventi volti a rafforzare i sistemi sanitari locali e a combattere la diffusione delle principali malattie, è proseguita l'attività del progetto per la *prevenzione della trasmissione del virus Hiv da madre a figlio negli stati di Rivers e Bayelsa in Nigeria*, avviato dall'Unicef nel 2003 con il supporto dell'Eni. I principali risultati conseguiti nel 2004 sono: (i) la mappatura di oltre 200 comunità nel *Rivers State*; (ii) la dotazione di attrezzature ai quattro centri sanitari coinvolti nell'iniziativa (*General Hospital* di Omoku, Braithewaite *Memorial Hospital* di Port Harcourt, *General Hospital* di Okolobiri e *Health Center* di Ologoama); (iii) l'avvio dei lavori di ristrutturazione delle strutture sanitarie; (iv) la fornitura di servizi di prevenzio-

Sviluppo delle comunità
ripartizione spesa 2004
milioni di euro
46



Spesa per le comunità - tipologie di intervento
L'Eni suddivide i suoi interventi secondo tre tipologie:
Interventi a favore delle comunità: supporto finanziario e/o in natura (attraverso la messa a disposizione di *know-how*, strutture, attrezzature) a progetti sociali;
Sostegni istituzionali: collaborazioni o contributi finanziari a favore di istituzioni nazionali o internazionali quali Ong, Agenzie delle Nazioni Unite, etc.;
Donazioni: erogazioni in denaro o in natura, di modesta entità, in risposta a richieste occasionali da parte di associazioni e istituzioni locali.
Negli anni le iniziative promosse dall'Eni hanno riguardato prevalentemente interventi a favore delle comunità, privilegiando le iniziative in grado di rispondere direttamente alle aspettative di sviluppo delle popolazioni locali e di realizzare le condizioni per un processo di crescita autonomo e sostenibile.

Evoluzione degli interventi per le comunità



ne della trasmissione del virus da madre a bambino; (v) la formazione di 120 sanitari e l'addestramento di 270 persone alla comunicazione interpersonale e alla realizzazione, attraverso Ong locali, di attività di sensibilizzazione e di mobilitazione. L'iniziativa, rivolta alle donne tra i 15 e i 49 anni, ai loro *partner* e alle loro famiglie, prevede il coinvolgimento di circa 15.000 donne in stato di gravidanza e quasi 300.000 persone delle comunità residenti nelle aree interessate dall'iniziativa. L'obiettivo è di assicurare l'assistenza ad almeno il 20% delle donne che si rivolgono alle quattro cliniche prenatali.

In tema di sviluppo sociale, il *progetto pilota per la coltivazione del riso nella Repubblica del Congo* che ha l'obiettivo di introdurre la coltivazione del riso nella regione della Cuvette, nel distretto di Oyo, analogamente a quanto già realizzato in Nigeria nello stato del Bayelsa con il Progetto Burma Rice Farm. Attualmente nel Paese il riso viene importato a causa della mancanza di varietà resistenti e di tecnologie idonee. La fase preliminare (ottobre 2003-maggio 2004) ha riguardato: (i) la valutazione dei siti produttivi; (ii) l'identificazione delle varietà di riso che meglio si adattano alle condizioni climatiche e pedologiche locali; (iii) la scelta delle migliori tecnologie di produzione e gestione; (iv) la formazione di personale locale; (v) l'attivazione di sistemi di produzione dei semi; (vi) l'installazione di un laboratorio per la lavorazione del riso e il trattamento dei semi. Al fine di consentire al progetto una maggiore auto-sostenibilità, l'iniziativa ha coinvolto maestranze e tecnici agronomi locali. Sulla base dei risultati ottenuti sarà avviata una successiva fase finalizzata a verificare la fattibilità del progetto su più ampia scala.

Relativamente alla realizzazione di infrastrutture sociali si segnalano *gli interventi in Kazakhstan*. Nel 2004 nell'area della capitale Astana è stato completato il programma di opere pubbliche e infrastrutturali. Nelle due aree di presenza operativa, il Caspio Settentrionale (Progetto Kashagan) e quella di Uralsk-Aksai (Progetto Karachaganak), i programmi in corso riguardano prevalentemente i settori dell'edilizia scolastica e sociale e delle strutture sanitarie. In particolare nel Caspio Settentrionale sono stati costruiti due scuole medie e una elementare, un dormitorio con 250 posti letto e due edifici abitativi, uno dei quali per famiglie indigenti. È stato completato il Palazzo dei Matrimoni di Aktau, ristrutturato l'ospedale rurale di Balykshi e costruito un ospedale per il trattamento della tubercolosi con 50 posti letto nel distretto di Dossor. Nella regione sono proseguiti gli interventi per la fornitura di gas naturale e per l'approvvigionamento idrico delle aree urbane e rurali ancora non raggiunte dalle reti di distribuzione. Relativamente all'area operativa di Karachaganak, nel 2004 a Uralsk è stata ultimata la ristrutturazione del centro cardiologico regionale ed è iniziata la costruzione del reparto di chirurgia dell'ospedale regionale. È stato completato l'ammodernamento dell'aeroporto cittadino; sono state ricostruite diverse scuole e un centro culturale in zone rurali e realizzati sistemi per la distribuzione di gas naturale; ad Aksai, con la realizzazione di un impianto di trattamento delle acque reflue, è stato completata la ristrutturazione della rete idrica della città avviata nel 2000.

Tra gli interventi realizzati per promuovere l'istruzione di base e l'inserimento di giovani e adulti nel mondo del lavoro, di particolare rilevanza è il *programma educativo attuato nella regione di Dación in Venezuela*, nello Stato di Anzoátegui. L'Eni sostiene dal 2002 le attività dell'Instituto Radiofonico Fe y Alegría, una Ong locale che attua programmi di educazione e formazione professionale rivolti alle fasce più vulnerabili della popolazione e alle comunità rurali con difficoltà di accesso alle strutture educative. Il programma è articolato secondo le seguenti direttrici: (i) scolarizzazione di base e avanzata; (ii) formazione professionale; (iii) promozione dello sport e delle attività ricreative; (iv) sensibilizzazione alle tematiche ambientali. Al 31 dicembre 2004, nel campo dell'istruzione, sono stati realizzati cinque Centri di Orientamento, costruiti due edifici scolastici e forniti servizi di trasporto ai bambini che frequentano le scuole. Le attività, articolate in circa 2.000 ore di formazione, hanno coinvolto oltre 100 persone. Relativamente alla formazione professionale, cui hanno partecipato oltre 100 persone, le attività hanno riguardato corsi per saldatori, di sartoria, panetteria, di cucina tradizionale, nonché la formazione di organizzatori di attività sportive, che ha coinvolto oltre 150 persone, contribuendo a migliorare le condizioni di vita generali, a favorire una maggiore aggregazione e a contenere fenomeni di disagio sociale. In un'ottica di sensibilizzazione sui temi ambientali, è stata costituita una Brigata

Ambientale, composta di 30 persone e preposta alla gestione e recupero delle aree naturali adiacenti il fiume Morichal, e sono state organizzate 25 Giornate della Pulizia con la partecipazione attiva di tutte le comunità.

Fra i progetti volti a conservare e proteggere gli ecosistemi la *riforestazione nel Kirthar in Pakistan* dove l'Eni, in *partnership* con l'*UNDP* (*United Nations Development Programme*) e le comunità locali, sostiene un'iniziativa volta al ripristino della biodiversità e alla riduzione del livello di povertà dell'area adiacente al campo gas di Bhit. Il progetto, che riguarda un'area particolarmente critica dal punto di vista climatico e pedologico, prevede l'impianto di 100.000 nuovi alberi, il recupero e la protezione della vegetazione esistente e la realizzazione di vivai. Saranno inoltre promossi programmi di formazione nei settori dell'agricoltura e dell'allevamento, nonché della preservazione delle risorse idriche e forestali. A regime, il progetto coinvolgerà circa 21.000 persone, appartenenti a 60 villaggi. La gestione dell'iniziativa sarà affidata a una Ong locale, che opererà sotto la supervisione di un comitato composto dall'Eni, dall'*UNDP*, dal Dipartimento delle foreste e da rappresentanti delle popolazioni locali. Il progetto potrà servire da modello in altre aree del paese.

Relativamente all'impegno volto a favorire gli scambi culturali e valorizzare i patrimoni artistici e culturali, l'Eni è stato partner ufficiale dell'evento *Genova 2004, capitale europea della cultura*. La Società, già presente a Genova come *sponsor* ufficiale delle stagioni concertistiche del Teatro Carlo Felice, ha in questo modo coniugato il suo interesse a sostenere prestigiose istituzioni e manifestazioni musicali con la strategia di fattiva e attenta presenza nelle aree di attività operativa in Italia. In particolare l'Eni è stato lo sponsor principale della "Paganiniana", una rassegna di concerti e altri eventi culturali incentrati sulla figura del musicista e compositore genovese Niccolò Paganini.

L'Eni contro l'AIDS
L'Eni promuove sui luoghi di lavoro politiche di prevenzione, *training* e informazione nel pieno rispetto dei diritti umani e della *privacy* delle persone. Nei paesi in cui opera, oltre al già citato progetto promosso con Unicef in Nigeria e al sostegno dato ai programmi promossi dal *Global Fund to Fight AIDS, Tuberculosis and Malaria*, ha avviato in Congo un progetto per la prevenzione della trasmissione materno-infantile dell'AIDS e delle malattie sessualmente trasmissibili; ha realizzato in Indonesia, nelle comunità di Muara Badak e Muara Java, campagne di sensibilizzazione sulle problematiche dell'HIV/AIDS e dell'abuso di sostanze stupefacenti. Al fine di favorire una maggiore consapevolezza e coinvolgimento tra le imprese nella lotta alla malattia, l'Eni aderisce alla *Global Business Coalition on HIV/AIDS*.

Sostegno alle popolazioni del sud-est asiatico colpite dal maremoto

L'Eni ha contribuito allo sforzo di solidarietà internazionale con la somma di un milione di dollari destinati alla sezione indonesiana dell'Unicef, per le prime necessità dell'infanzia locale.

Tutela salute, sicurezza e ambiente (HSE)

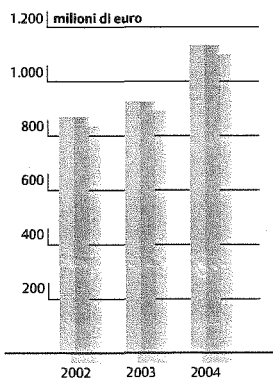
In un contesto che chiede alle imprese, in particolare a quelle energetiche, di rispondere a severi requisiti di sostenibilità ambientale e di riduzione dei rischi, le attività HSE dell'Eni si orientano sempre più sull'applicazione e sulla certificazione di sistemi di gestione HSE rigorosi, volti al miglioramento continuo, e su progetti mirati a rispondere alle principali sfide di sostenibilità dei settori operativi.

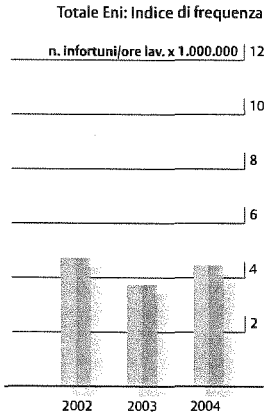
A fine 2003 è stata emanata la procedura quadro "Modello di Sistema di Gestione (MSG)", basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi. Nel 2004 è iniziata l'implementazione del MSG nelle unità di *business* ed è stato avviato un programma di *audit* di sistema volto a verificarne la funzionalità nelle Divisioni dell'Eni SpA e nelle società controllate e a individuare gli eventuali interventi di miglioramento organizzativo. Sono stati realizzati due *audit* preliminari di sistema nelle Divisioni Refining & Marketing ed Exploration & Production, propedeutici alla definizione di un piano di *audit* esteso a tutti i settori di attività dell'Eni.

È proseguita l'attività di certificazione dei sistemi di gestione e delle unità operative secondo i più avanzati standard internazionali. Nel 2004 la raffineria di Livorno è stata registrata secondo il regolamento EMAS. È in corso la procedura di registrazione EMAS per la raffineria di Taranto, la certificazione secondo lo standard ISO 14001 e la progressiva estensione in alcune controllate estere del settore Exploration & Production.

A fine 2004 il numero delle certificazioni ottenute è salito a 133, con un incremento dell'8,1% rispetto all'anno precedente.

Spese e investimenti HSE





L'espansione dell'attività di certificazione dei sistemi di gestione ha comportato un aumento delle attività di *audit* HSE, che nel 2004 sono stati 1.837, in linea con gli elevati livelli degli ultimi anni.

Nella consapevolezza che la formazione e la qualificazione professionale degli oltre 2.000 esperti che operano nell'area HSE sono fondamentali per la gestione delle attività, sono stati avviati due progetti:

- il progetto Modello Professionale di area HSE con l'obiettivo di rafforzare la condivisione di conoscenze e di migliorare le qualità professionali e manageriali delle risorse, anche attraverso lo sviluppo di strumenti interni di *Knowledge Management* (HSENET);
- il progetto Formazione HSE con l'obiettivo di diffondere e integrare la cultura HSE nelle strategie aziendali, coinvolgendo figure professionali non direttamente impegnate nel settore.

Nel 2004 sono state effettuate 1.115.600 ore di formazione HSE destinate a personale operativo in tutto il mondo.

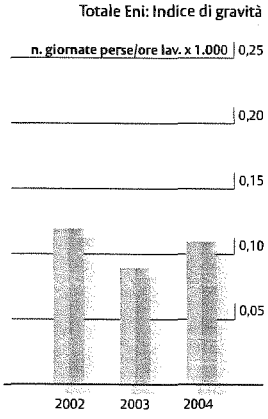
Nel 2004 le spese e gli investimenti HSE sono stati di 1.131 milioni di euro, con un incremento del 22% rispetto all'anno precedente. Il 71,2% della spesa complessiva riguarda la salvaguardia dell'ambiente, il 26,1% la sicurezza e il residuo 2,7% la tutela della salute. Le spese correnti pari a 709 milioni di euro sono in gran parte connesse all'intenso programma di bonifica di siti avviato negli ultimi anni. Si rimanda al capitolo "Spese Salute Sicurezza Ambiente" del Rappoto Eni HSE 2004 per un'analisi dettagliata delle voci di spesa, relative ai settori di attività.

A seguito della progressiva implementazione del MSG, i temi della salute, sicurezza e ambiente costituiscono una parte sempre più integrata nel processo di programmazione e sviluppo industriale.

A tal fine viene continuamente approfondita l'analisi delle problematiche HSE e l'agenda di "Sfide e Risposte HSE" specifica per settori di attività, che individua le priorità da affrontare nel breve, medio e lungo periodo e vengono definiti obiettivi di settore.

Nell'area **SICUREZZA**, l'Eni è impegnata a migliorare le condizioni dei luoghi di lavoro attraverso programmi di prevenzione e protezione volti a ridurre gli infortuni di dipendenti e contrattisti. Nel 2004 gli indici infortunistici dei dipendenti e dei contrattisti hanno subito un leggero peggioramento rispetto al 2003, interrompendo il trend positivo degli ultimi esercizi.

Per accrescere il grado di preparazione nella gestione di eventuali emergenze, sono stati potenziati le due *Emergency Room* operanti a Roma e Milano e i sistemi di gestione delle emergenze rilevanti.



Nell'area della tutela della **SALUTE**, è di rilievo il progetto *E-medicine*, finalizzato a migliorare la qualità del supporto sanitario fornito ai dipendenti e agli operatori sanitari in Italia e all'estero. L'obiettivo del programma è la diffusione delle migliori pratiche mediche in tutti i contesti operativi, tenuto conto delle specificità culturali e geografiche delle aree in cui le unità di *business* operano. *E-medicine* è basato sullo sviluppo integrato di un sistema di telemedicina (consulto a distanza per facilitare la gestione di patologie e fronteggiare emergenze sanitarie), la realizzazione della *health card* (cartella sanitaria elettronica per ciascun dipendente) e su una piattaforma di *e-learning* (programmi di formazione continua destinati agli operatori sanitari).

Nell'area **AMBIENTE**, un tema di sostenibilità prioritario è la riduzione delle emissioni antropiche di gas serra, in particolare CO_2, che contribuiscono al cambiamento climatico. Questo obiettivo è divenuto ancor più impegnativo dopo la ratifica da parte della Russia del Protocollo di Kyoto, che è entrato in vigore a febbraio 2005. Per rispettare gli impegni del protocollo, l'uso di fonti a bassa intensità di emissioni e l'adozione di tecnologie ad alta efficienza rappresentano una via obbligata. Per prepararsi alla sfida dei gas serra, l'Eni ha completato nel corso del 2004 un'approfondita analisi volta a definire la propria strategia di risposta al cambiamento climatico e di partecipazione al sistema europeo di *Emission*

Trading. In particolare l'Eni ha collaborato, a livello nazionale ed europeo con le autorità competenti per l'implementazione dell'*Emission Trading* e per la definizione del Piano Nazionale di Allocazione delle quote di emissione.

Per fronteggiare i propri impegni l'Eni ha sviluppato, sul piano sia metodologico sia organizzativo, un sistema di contabilità e di certificazione delle emissioni di gas e sta realizzando un *database* in grado di supportarne la rendicontazione e la certificazione. Sono stati inoltre individuati alcuni progetti di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni nelle proprie installazioni. Sono state valutate altresì le opportunità di utilizzo dei Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto; in particolare è stata elaborata la documentazione richiesta per presentare come progetto *Clean Development Mechanism* l'iniziativa, già realizzata in Nigeria, di generazione termoelettrica nella centrale a ciclo combinato di Kwale-Okpai che utilizza gas associato in precedenza bruciato in torcia. L'iniziativa si colloca nell'ambito dell'Accordo Volontario stipulato dall'Eni nel 2003 col Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio per l'utilizzo dei Meccanismi Flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto.

ricerca e sviluppo

Principali linee di ricerca:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Geoscienze
Tecniche di prospezione geofisica ad alta risoluzione e basso impatto ambientale
Tecnologie di monitoraggio per l'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti
Modelli di simulazione dei giacimenti
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti
Sistemi avanzati di perforazione
Produzione in ambienti ostili
Gestione zolfo

***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 e dell'acqua
Bonifica di terreni inquinati
Energia rinnovabile via solare
Biodiversità
Riutilizzo di piattaforme da dismettere
Gestione GHG

L'Eni persegue l'eccellenza tecnologica, basata sulla promozione e la diffusione di esperienze, professionalità e *know-how*, come fattore essenziale di competitività e sostenibilità ambientale ed economica delle proprie attività.

A sostegno del proprio processo di crescita e della sua capacità di espansione, l'Eni ha continuato nel 2004 a consolidare il nuovo modello di innovazione tecnologica varato nel 2002, che prevede l'integrazione delle diverse competenze di ricerca e sviluppo presenti nel Gruppo in apposite "piattaforme tecnologiche" per una maggiore efficacia dell'innovazione con riferimento a progetti complessi in grado di generare un vantaggio competitivo di lungo termine.

In tema di riorganizzazione delle strutture di ricerca e sviluppo, nel 2004 è stato attuato il trasferimento in EniTecnologie SpA della struttura della Divisione Exploration & Production dell'Eni SpA che opera nell'area di ricerca "Sviluppo e Produzione"; 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*.

L'investimento complessivo in ricerca e sviluppo è stato di 257 milioni di euro (238 nel 2003). Il numero di addetti al 31 dicembre 2004 è di circa 1.470 unità (1.400 nel 2003).

Il 2004 ha visto nei diversi settori in cui opera l'Eni la prima applicazione industriale di alcune tecnologie proprietarie e il continuo progredire dello sviluppo di molte altre.

Exploration & Production (E&P)

Nel settore Exploration & Production è stata trasferita su scala industriale la tecnologia delle fibre ottiche installata in pozzo che permette di determinare il contributo dei diversi livelli alla produzione.

Sono continuate le applicazioni in campo della metodologia che consente la modellizzazione 3D della rete di fratture presente nel *reservoir* e la simulazione del flusso dei fluidi all'interno delle fratture stesse.

Nel campo dell'*imaging* sismico, gli ulteriori sviluppi della tecnologia proprietaria innovativa *3D Common Reflection Surface (CRS) Stack* hanno consentito di ottenere risultati significativamente superiori alle tecnologie convenzionali. La maggior densità e precisione delle informazioni sulle caratteristiche del sottosuolo consente la riduzione dei tempi di progetto e del rischio associato alla definizione del modello geologico sia nella fase esplorativa sia nella fase di sviluppo.

Sono in corso di studio metodi innovativi per la *leak detection in pipelines and sealines* e la validazione di tecnologie multifase e *flow assurance* con applicazioni a casi reali.

Nell'ambito dei sistemi di produzione sottomarina, sono in corso sviluppi di tecniche avanzate per il monitoraggio delle *sealine* utilizzando *pig* intelligenti. È in corso di sviluppo la configurazione sottomarina di una tecnica già applicata con successo in versione *onshore* che consente la produzione di pozzi a bassa pressione.

Relativamente alla tutela dell'ambiente, sono stati realizzati manuali e protocolli applicativi per il monitoraggio ambientale con l'utilizzo di *biomarker* e avviate nuove linee di ricer-

ca riguardanti in particolare: (i) la caratterizzazione e il monitoraggio della biodiversità in siti *onshore* e *offshore* interessati dalle operazioni di E&P con la collaborazione, tra gli altri, di organizzazioni che si occupano di conservazione della biodiversità (ONG); (ii) lo sviluppo di una metodologia per l'analisi di fattibilità tecnico-socio-economica del riutilizzo delle piattaforme *offshore* da dismettere (*fish-farming*, *wind farm*).

Relativamente alla ricerca di soluzioni innovative per la mitigazione dell'impatto dei *sour gases* sugli *asset* operati da Eni, svolta nell'ambito del programma di ricerca integrato *H_2S & Sulphur Management in E&P Operations*, significativi progressi sono stati conseguiti nella messa a punto di una tecnologia innovativa di *bulk separation* di H_2S.

Gas & Power (G&P)

È stata avviata, nell'ambito del progetto TAP (Trasporto Gas ad Alta Pressione), la realizzazione di un tratto sperimentale di condotta pilota da 48" in acciaio ad altissima resistenza, la cui sperimentazione consentirà di abbreviare i tempi di sviluppo di questa tecnologia. Nell'ambito dello stesso progetto è in corso la realizzazione di un tratto dimostrativo di dieci chilometri in acciaio X 80. L'obiettivo del progetto è di consentire all'Eni di concorrere nel *Gas to Market* con l'opzione "Alta Pressione".

Nell'ambito di organizzazioni internazionali di ricerca quali il GERG (Gruppo Europeo di Ricerca sul Gas), sono state completate le ricerche su un sistema non distruttivo per la rilevazione della corrosione e la messa a punto di metodologie per l'analisi della sicurezza e dell'affidabilità della rete di metanodotti, con particolare riguardo all'interferenza da terzi.

È continuata l'attività di valutazione di nuove tecnologie per la rilevazione e il controllo di aree instabili e la messa a punto di nuova strumentazione per la ricerca di dispersioni sulle reti di distribuzione di gas naturale con l'impiego di tecnologie sviluppate in ambito europeo.

Nel campo della generazione elettrica, sono proseguite le sperimentazioni della generazione distribuita tramite microturbine a gas naturale.

Refining & Marketing (R&M)

L'impegno di ricerca e sviluppo continua a essere orientato all'ottenimento di carburanti e lubrificanti caratterizzati da elevata qualità e basso impatto ambientale; in tale ambito, nel corso del 2004 è stata avviata la distribuzione, con il marchio "BluSuper", di una benzina altoottanica a minore impatto ambientale.

Nel campo dei lubrificanti per uso marino, a valle di prove su nave, è stata potenziata la linea dei prodotti per grandi motori a due e quattro tempi, ottenendo la qualificazione del costruttore.

È proseguita l'attività di ricerca e sviluppo sul processo di desolforazione ossidativa mirata a ottenere gasoli privi di zolfo a costi inferiori a quelli dei processi di idrodesolforazione attualmente impiegati.

Nell'area valorizzazione "greggi non convenzionali" (greggi pesanti e sabbie bituminose), e dei residui di raffinazione, è entrata nella fase dei collaudi la realizzazione presso la

Raffineria di Taranto dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno basato sulla tecnologia proprietaria *EST* (*Eni Slurry Technology*). La dimostrazione della tecnologia, attesa entro il 2005, fornirà all'Eni un'importante leva competitiva. Si tratta di una tecnologia chiave per l'industria petrolifera perché consente un impiego più economico dei greggi pesanti e la totale trasformazione del barile di greggio in prodotti destinati al trasporto, evitando la produzione fatale dell'olio combustibile.

In linea con la crescente domanda di idrogeno del sistema di raffinazione, dettata dalla forte istanza di qualità del mercato della mobilità, è in corso la realizzazione di un impianto pilota per lo sviluppo di un nuovo tipo di *reformer* policombustibile basato sull'ossidazione catalitica a basso tempo di contatto di idrocarburi liquidi e gassosi con l'obiettivo di produrre idrogeno a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola e con elevata flessibilità rispetto alle cariche disponibili in raffineria.

Nel campo della conversione del gas naturale in prodotti liquidi (GTL), sull'impianto pilota di Sannazzaro è stata completata l'attività di ricerca relativa alla sintesi di Fischer-Tropsch sviluppata in collaborazione con l'Institut Français du Pétrole (IFP). È stata messa a punto inoltre la tecnologia collegata di *hydrocracking* delle cere.

L'impegno di ricerca e sviluppo in campo ambientale ha visto, come evento principale, l'avvio del programma integrato di ricerca *Green House Gases* volto alla verifica in campo della fattibilità della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depletati e in acquiferi salini. Nell'ambito del progetto, è stata decisa l'adesione alla Fase II del progetto consortile *CCP* (*CO_2 Capture Project*) che si propone di individuare soluzioni praticabili per la cattura e la sequestrazione della CO_2.

È proseguito, inoltre, lo sviluppo del 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 dell'Eni e del loro contesto ambientale.

Petrolchimica

Su impianto industriale fase gas sono stati prodotti polietileni lineari a bassa densità con migliorate proprietà applicative. È stata consolidata l'attività di messa a punto di prodotti della classe del polibutadiene, del polistirolo e delle gomme EP(D)M in grado di soddisfare le prestazioni chieste dagli utilizzatori. Sono stati identificati e brevettati alcuni sistemi catalitici per processi di *hydrocracking* di frazioni pesanti (FOK) efficaci nell'ottenimento di cariche pregiate per *cracking*.

Nel 2004 sono state depositate 44 domande di brevetto.

commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	47.922	51.487	**58.382**	6.895	13,4
Altri ricavi e proventi	1.080	913	**1.298**	385	42,2
Costi operativi	(34.996)	(37.732)	**(42.356)**	(4.624)	(12,3)
Ammortamenti e svalutazioni	(5.504)	(5.151)	**(4.861)**	290	5,6
Utile operativo	8.502	9.517	**12.463**	2.946	31,0
(Oneri) finanziari netti	(167)	(154)	**(95)**	59	38,3
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	43	(17)	**229**	246	..
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	**12.597**	3.251	34,8
(Oneri) proventi straordinari netti	(29)	49	**(56)**	(105)	..
Utile prima delle imposte	8.349	9.395	**12.541**	3.146	33,5
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	**(4.653)**	(1.412)	(43,6)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	**7.888**	1.734	28,2
Utile di terzi azionisti	(629)	(569)	**(614)**	(45)	(7,9)
Utile netto	4.593	5.585	**7.274**	1.689	30,2

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2004 chiude con l'utile netto di 7.274 milioni di euro con un aumento di 1.689 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 30,2%, dovuto essenzialmente alla positiva *performance* operativa (+2.946 milioni di euro), registrata in particolare nel *core business*, in parte assorbita dalle maggiori imposte sul reddito (1.412 milioni di euro). Alla positiva *performance* operativa ha concorso anche la petrolchimica. L'utile operativo conseguito (12.463 milioni di euro) è il più elevato nella storia dell'Eni, superiore di 1,7 miliardi di euro al precedente record realizzato nel 2000.

La redditività del capitale investito (ROACE)[1] ha raggiunto il 18,8% (15,6% nel 2003).

(1) Per la definizione di ROACE v. "Glossario".

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	12.877	12.746	**15.349**	2.603	20,4
Gas & Power	15.297	16.067	**17.258**	1.191	7,4
Refining & Marketing	21.546	22.148	**26.094**	3.946	17,8
Petrolchimica	4.516	4.487	**5.417**	930	20,7
Ingegneria e Costruzioni	4.546	6.306	**6.494**	188	3,0
Altre attività (1)	1.449	1.178	**1.279**	101	8,6
Corporate e società finanziarie (1)	586	700	**851**	151	21,6
Elisioni di consolidamento	(12.895)	(12.145)	**(14.360)**	(2.215)	18,2
	47.922	51.487	**58.382**	6.895	13,4

(1) A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA, l'attività informatica (in precedenza nelle "Altre Attività") è stata classificata nell'aggregato "Corporate e società finanziarie". Al fine di consentire un confronto omogeneo, i dati del 2002 e del 2003 sono stati opportunamente riclassificati.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2004 (58.382 milioni di euro), che rappresentano il più elevato livello mai registrato, sono aumentati di 6.895 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 13,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari del barile e dei prodotti petroliferi e petrolchimici, nonché della crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro (circa 1.100 milioni di euro).

I ricavi del settore Exploration & Production (15.349 milioni di euro) sono aumentati di 2.603 milioni di euro, pari al 20,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +30,3%; gas naturale +9,3%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (20,3 milioni di boe, pari al 3,6%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (17.258 milioni di euro) sono aumentati di 1.191 milioni di euro, pari al 7,4%, a seguito essenzialmente della crescita dei volumi venduti di gas naturale di 3,94 miliardi di metri cubi, pari al 5,7% (escluso l'autoconsumo) e di energia elettrica (8,30 terawattora, pari al 149,5%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del prezzo del gas naturale connessa all'andamento dello scenario riferito in particolare all'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Refining & Marketing (26.094 milioni di euro) sono aumentati di 3.946 milioni di euro, pari al 17,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi e dell'incremento dei volumi venduti (3,11 milioni di tonnellate, pari al 6,2%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (5.417 milioni di euro) sono aumentati di 930 milioni di euro, pari al 20,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento del 20,8% dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (6.494 milioni di euro) sono aumentati di 188 milioni di euro, pari al 3%, a seguito essenzialmente dei maggiori livelli di attività.

I ricavi dell'aggregato Corporate e società finanziarie (851 milioni di euro) sono aumentati di 151 milioni di euro, pari al 21,6%, a seguito essenzialmente dell'accentramento delle attività di gestione dei centri direzionali di Roma, San Donato Milanese e Genova (c.d. "servizi generali": affitti, manutenzioni, servizi al personale e al *business*), dei servizi di informatica, dei servizi istituzionali e comunicazione e dei servizi aerei. I costi connessi erano in precedenza sostenuti direttamente dalle Divisioni/Società dell'Eni.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi (1.298 milioni di euro) sono aumentati di 385 milioni di euro a seguito essenzialmente delle maggiori plusvalenze da vendite di immobilizzazioni (413 milioni di

euro nel 2004; 109 milioni di euro nel 2003). Le plusvalenze dell'esercizio riguardano in particolare le vendite di *asset* minerari nel settore Exploration & Production (371 milioni di euro).

Costi operativi

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.893	34.566	**39.092**	4.526	13,1
Costo lavoro	3.103	3.166	**3.264**	98	3,1
	34.996	37.732	**42.356**	**4.624**	12,3

I costi operativi sostenuti nel 2004 (42.356 milioni di euro) sono aumentati di 4.624 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 12,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; (ii) della crescita dei volumi approvvigionati di gas naturale e dei livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni; (iii) dei maggiori volumi di prodotti petroliferi di acquisto destinati alla commercializzazione nel settore Refining & Marketing; (iv) dei maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production (182 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, anche in relazione alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Il costo lavoro (3.264 milioni di euro) è aumentato di 98 milioni di euro, pari al 3,1%, a seguito essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia del 4,8% e dei maggiori livelli di attività all'estero nel settore Ingegneria e Costruzioni, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione connessa alla vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA, dalla riduzione dell'occupazione media in Italia (circa 1.300 unità), nonché dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.552	3.133	**3.021**	(112)	(3,6)
Gas & Power	417	533	**572**	39	7,3
Refining & Marketing	490	493	**465**	(28)	(5,7)
Petrolchimica	125	125	**107**	(18)	(14,4)
Ingegneria e Costruzioni	267	271	**251**	(20)	(7,4)
Altre attività	48	51	**44**	(7)	(13,7)
Corporate e società finanziarie	63	104	**106**	2	1,9
Totale ammortamenti	**4.962**	**4.710**	**4.566**	**(144)**	(3,1)
Svalutazioni	542	441	**295**	(146)	(33,1)
	5.504	5.151	**4.861**	(290)	(5,6)

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nell'esercizio (4.861 milioni di euro) sono diminuiti di 290 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 5,6%.

Gli ammortamenti (4.566 milioni di euro) sono diminuiti di 144 milioni di euro a seguito della riduzione registrata in particolare nel settore Exploration & Production (112

milioni di euro) dovuta all'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, nonché ai minori costi di ricerca esplorativa e di ammortamento di bonus esplorativi (169 milioni di euro a cambi costanti), solo in parte assorbiti dai maggiori ammortamenti di sviluppo (246 milioni di euro a cambi costanti) connessi all'aumento delle produzioni e agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi in Italia, Egitto, Regno Unito e Indonesia. Gli ammortamenti del settore Gas & Power sono aumentati di 39 milioni di euro a seguito in particolare dell'entrata in esercizio di gruppi elettrogeni nelle centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna.

Le svalutazioni (295 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari nel settore Exploration & Production (266 milioni di euro). Nel 2003 le svalutazioni (441 milioni di euro) avevano riguardato prevalentemente *asset* minerari (227 milioni di euro) e impianti petrolchimici (122 milioni di euro).

L'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile sottostante delle società acquisite negli ultimi anni (Italgas, Bouygues Offshore e Lasmo) non attribuita alle attività/passività (avviamento) ammonta a 106 milioni di euro. Considerando anche l'ammortamento dell'avviamento delle società acquisite valutate con il metodo del patrimonio netto (124 milioni di euro riferito in particolare alla Galp Energia, alla GVS e alla Unión Fenosa Gas), incluso nel conto economico nei proventi netti su partecipazioni, l'effetto complessivo dell'ammortamento dell'avviamento ammonta a 230 milioni di euro.

Utile operativo

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.175	5.746	**8.017**	2.271	39,5
Gas & Power	3.244	3.627	**3.463**	(164)	(4,5)
Refining & Marketing	321	583	**965**	382	65,5
Petrolchimica	(126)	(176)	**271**	447	..
Ingegneria e Costruzioni	298	311	**260**	(51)	(16,4)
Altre attività	(214)	(293)	**(244)**	49	16,7
Corporate e società finanziarie	(196)	(281)	**(269)**	12	4,3
Utile operativo	8.502	9.517	**12.463**	2.946	31,0

Exploration & Production

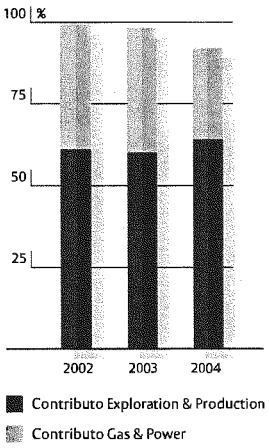
Il settore ha conseguito l'utile operativo di 8.017 milioni di euro con un aumento di 2.271 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 39,5%, dovuto: (i) all'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +30,3%; gas naturale +9,3%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (20,3 milioni di boe, pari al 3,6%); (iii) alle plusvalenze nette conseguite nella vendita di *asset* nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio minerario (334 milioni di euro); (iv) ai minori costi di ricerca esplorativa e ai minori ammortamenti di bonus esplorativi (169 milioni di euro a cambi costanti). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'impatto (circa 890 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+10%); (ii) dall'incremento dei costi associati alla produzione e dai maggiori ammortamenti connessi all'aumento della produzione e agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi; (iii) ai maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti (182 milioni di euro).

Gas & Power

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.463 milioni di euro con una diminuzione di 164 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 4,5%, dovuta essenzialmente: (i) alla riduzione del margine dell'attività di vendita del gas naturale, anche a seguito dell'impatto del dif-

ferente apprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto al 2003; (ii) alle minori tariffe di distribuzione del gas naturale; (iii) ai maggiori oneri operativi netti (49 milioni di euro) in relazione in particolare a minori utilizzi di fondi rischi eccedenti. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi di gas naturale venduti (5,74 miliardi di metri cubi, compresi gli autoconsumi, pari all'8%) e distribuiti, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal diverso *mix* delle vendite; (ii) dall'incremento del risultato dell'attività di trasporto estero, a seguito della revisione delle tariffe, e dell'attività di trasporto Italia dovuto anche al rimborso della prima rata versata nel 2002 del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2 (11 milioni di euro)[2]; (iii) dall'incremento del risultato dell'attività di generazione elettrica dovuto in particolare alla crescita della produzione venduta (8,30 terawattora, pari al 149,5%); (iv) dalla circostanza che nel 2003 venne rilevata la svalutazione delle attività di distribuzione di gas in Brasile (30 milioni di euro).

Contributi dei settori Exploration & Production e Gas & Power all'utile operativo dell'Eni



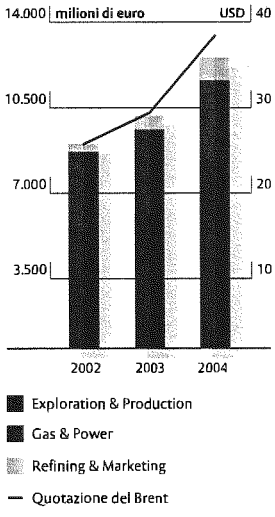
Refining & Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 965 milioni di euro con un aumento di 382 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 65,5%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del margine di raffinazione (+1,37 dollari/barile il margine sul *Brent*) – accentuato dall'effetto dell'incremento del differenziale tra le quotazioni dei greggi e dei prodotti leggeri e quelle dei greggi pesanti e dell'olio combustibile che ha favorito il sistema di raffinazione dell'Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione – i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio in Italia (2,25 milioni di tonnellate, pari al 6,4%), anche a seguito delle minori fermate per manutenzione delle raffinerie di proprietà, e nel resto d'Europa; (iii) alla crescita dei volumi venduti sui mercati rete nel resto d'Europa (0,45 milioni di tonnellate, pari al 14,9%) in relazione agli acquisti di stazioni di servizio effettuati nel 2003 in Spagna, Germania e Francia; (iv) all'aumento dei margini commerciali sull'extrarete. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei margini di distribuzione sui mercati rete in Italia e nel resto d'Europa, connessa all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi non interamente riflesso nei prezzi finali di vendita, e dalle maggiori *royalty* pagate alle società autostradali in Italia.

Petrolchimica

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 271 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 176 milioni di euro del 2003. Il miglioramento di 447 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini, in particolare nella chimica di base (margine del *cracker*), a seguito dell'aumento dei prezzi più accentuato di quello del costo delle materie prime petrolifere in relazione all'andamento positivo della domanda, nonché al miglioramento della performance industriale e commerciale; (ii) alla circostanza che nel 2003 vennero rilevate svalutazioni di impianti di 122 milioni di euro (3 milioni nel 2004); (iii) al *profit on stock*[3] di 39 milioni di euro.

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



Ingegneria e Costruzioni

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 260 milioni di euro con una diminuzione di 51 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 16,4%. L'attività ingegneria ha registrato la perdita operativa di 33 milioni di euro (a fronte dell'utile operativo di 7 milioni di euro nel 2003) a seguito della perdita di redditività di alcune commesse. L'attività costruzioni e perforazioni ha registrato l'utile operativo di 293 milioni di euro con una riduzione di 11 milioni di euro riferita in particolare alle aree: (i) Costruzioni terra, a seguito della chiusura di importanti commesse in Kazakhstan (giacimento Karachaganak), Arabia Saudita e Nigeria, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio della commessa Sakhalin in Russia; (ii) Costruzioni mare e LNG a seguito della minore redditività delle commesse.

(2) Con sentenza depositata il 5 gennaio 2005 la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle altre rate pagate da Snam Rete Gas (75,3 milioni di euro).

(3) Differenza tra il costo corrente di periodo dei prodotti venduti e quello derivante dall'applicazione del costo medio ponderato nella valutazione delle rimanenze.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del risultato registrato nelle aree Perforazioni mare, in relazione ai maggiori tassi di utilizzo di alcuni mezzi, e *Leased FPSO* a seguito essenzialmente dell'acquisizione della commessa di recupero del petrolio presente nei serbatoi della petroliera Prestige affondata al largo delle coste della Galizia nel novembre 2002.

Altre attività

L'aggregato Altre Attività ha registrato la perdita operativa di 244 milioni di euro con una riduzione di 49 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 16,7%, riferita essenzialmente alla Syndial SpA (42 milioni di euro) a seguito: (i) delle minori svalutazioni di *asset* (38 milioni di euro); (ii) della riduzione dei costi fissi (14 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione; (iii) all'aumento del margine di vendita dei prodotti (11 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 2003 vennero rilevate plusvalenze da vendite di immobilizzazioni materiali di 13 milioni di euro; (ii) dagli oneri connessi al ripristino del pontile danneggiato di Porto Torres (7 milioni di euro).

Corporate e società finanziarie

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la perdita operativa di 269 milioni di euro con una riduzione di 12 milioni di euro dovuta essenzialmente al miglioramento del risultato della Padana Assicurazioni SpA, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento della perdita operativa della Corporate in relazione ai maggiori costi di ricerca (27 milioni di euro), in parte connessi all'avvio di nuovi progetti (8 milioni di euro), solo parzialmente compensati dai minori costi di informatica (12 milioni di euro).

Oneri finanziari netti

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Oneri finanziari netti	(259)	(270)	(139)	131	(48,5)
Proventi finanziari su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	122	116	108	(8)	(6,9)
Differenze cambio nette	(30)		(2)	(2)	..
Stanziamento al fondo rischi			(62)	(62)	..
	(167)	(154)	(95)	59	(38,3)

Gli oneri finanziari netti sostenuti nel 2004 (95 milioni di euro) sono diminuiti di 59 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 38,3%, a seguito dei minori tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor -0,2 punti percentuali) e della riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio[4]. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dallo stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso la collegata Albacom (Eni 35%) di 87 milioni di euro[5].

Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nel 2004 ammontano a 229 milioni di euro (nel 2003 sono stati rilevati oneri netti su partecipazioni di 17 milioni di euro) e rappresentano il saldo tra proventi di 311 milioni di euro e oneri di 82 milioni di euro. I proventi riguar-

(4) Esclusi i finanziamenti finalizzati alla realizzazione di progetti di investimento nei settori Exploration & Production e Gas & Power, i cui oneri finanziari sono imputati all'attivo patrimoniale fino alla data di entrata in esercizio.
(5) V. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

dano essenzialmente: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (199 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power (109 milioni di euro, tra cui la Trans Austria Gasleitung GmbH 32 milioni di euro, la Transmediterranean Pipeline Co Ltd 19 milioni di euro, l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA 19 milioni di euro e la Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH 11 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (50 milioni di euro) e Refining & Marketing (35 milioni di euro); (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (72 milioni di euro, di cui 48 rivenienti dalla Nigeria LNG Ltd partecipata al 10,4%); (iii) le plusvalenze da dismissioni (36 milioni di euro) riferite in particolare alla vendita della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (23 milioni di euro) e del 50% della società Finifast Srl nel settore Refining & Marketing (3 milioni di euro). Gli oneri riguardano essenzialmente le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate riguardanti in particolare l'Albacom SpA (41 milioni di euro), le partecipate del settore Exploration & Production (27 milioni di euro, tra cui la Discovery Producer Services Llc per 8 milioni di euro, la Geopromtrans Llc per 5 milioni di euro e il Caspian Pipeline Consortium per 4 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (5 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) e la Unión Fenosa Gas SA (3 milioni di euro, su cui ha inciso l'ammortamento di 10 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile).

Il miglioramento dei proventi netti su partecipazioni di 246 milioni di euro (da oneri per 17 milioni di euro a proventi per 229 milioni di euro) è dovuto: (i) alla minore svalutazione rilevata sulla partecipazione Albacom (35% Eni) di 87 milioni di euro; (ii) ai miglioramenti gestionali delle partecipate Blue Stream (50% Eni), Galp Energia (33,34% Eni) e Unión Fenosa Gas (50% Eni) pari complessivamente a 61 milioni di euro; (iii) ai maggiori dividendi incassati (50 milioni di euro), in particolare dalla Nigeria LNG.

Proventi straordinari netti

I proventi e gli oneri straordinari netti sono indicati nella tabella seguente:

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Proventi straordinari			
Plusvalenze da vendite:			
- plusvalenza sul collocamento del 9,054% di Snam Rete Gas			**519**
- altre plusvalenze	257	290	**142**
	257	**290**	**661**
Altri proventi straordinari	112	273	**44**
	369	**563**	**705**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- oneri e stanziamenti ai fondi per rischi e oneri	(157)	(248)	**(601)**
- incentivazione esodi	(114)	(116)	**(54)**
- svalutazioni e minusvalenze	(55)	(66)	**(20)**
	(326)	**(430)**	(675)
Altri oneri straordinari	(72)	(84)	**(86)**
Totale oneri straordinari	**(398)**	**(514)**	**(761)**
	(29)	**49**	**(56)**

Le plusvalenze da vendite di 661 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (519 milioni di euro); (ii) la vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (94 milioni di euro); (iii) la vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (27 milioni di euro); (iv) la vendita di stazioni di servizio nel settore Refining & Marketing (12 milioni di euro).

Gli oneri e gli stanziamenti ai fondi per rischi e oneri (601 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) oneri ambientali nella Syndial (162 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (141 milioni di euro); (ii) l'accantonamento al fondo rischi e spese future della stima dell'onere (91 milioni di euro) relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi (fortemente influenzata dal livello eccezionale dei sinistri verificatesi nel 2004: uragano Ivan nel Golfo del Messico; incendio piattaforma El Temsah nell'*offshore* egiziano) che sarà liquidato nei prossimi cinque esercizi; (iii) oneri per passività ritenuti probabili in relazione alle garanzie rilasciate a fronte di operazioni di dismissione nel settore Refining & Marketing (64 milioni di euro); (iv) stanziamenti a fondi rischi per un contenzioso fiscale in Angola (39 milioni di euro) e oneri di ristrutturazione (14 milioni di euro) riferiti al processo di razionalizzazione in corso in UK nel settore Exploration & Production; (v) interventi di ristrutturazione di siti inattivi Syndial (20 milioni di euro).

Gli oneri di incentivazione all'esodo (54 milioni di euro) riguardano in particolare i settori Refining & Marketing (20 milioni di euro), Corporate e finanziarie (11 milioni di euro), Gas & Power (10 milioni di euro) e Petrolchimica (6 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di solventi di Fornovo a seguito della riorganizzazione delle attività (18 milioni di euro).

Nel 2003 i proventi straordinari hanno riguardato essenzialmente l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro) e le plusvalenze sulla vendita di stazioni di servizio e di altri *asset* nel settore Refining & Marketing (237 milioni di euro). Gli oneri straordinari hanno riguardato essenzialmente: (i) lo stanziamento di oneri ambientali da parte della Syndial SpA (82 milioni di euro) e del settore Refining & Marketing (51 milioni di euro), nonché di costi futuri di gestione di siti inattivi della Syndial SpA (48 milioni di euro); (ii) gli oneri di incentivazione esodi (116 milioni di euro); (iii) le svalutazioni e le minusvalenze (66 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (4.653 milioni di euro) sono aumentate di 1.412 milioni di euro, pari al 43,6%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte (3.146 milioni di euro) e della circostanza che nel 2003 vennero rilevate imposte anticipate di 701 milioni di euro connesse alla rivalutazione dei beni prevista dalla legge finanziaria 2004 (414 milioni di euro) e al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici della Stoccaggi Gas Italia SpA (287 milioni di euro), nonché al venir meno di norme fiscali agevolative. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dagli effetti connessi alla rilevazione di imposte anticipate sulle differenze temporanee tra i valori di libro e i valori fiscalmente riconosciuti: (i) della Stoccaggi Gas Italia SpA riferiti alle rimanenze non rilevate nel 2003 (259 milioni di euro)[6]; (ii) della Syndial, a seguito dell'inclusione della società nel Consolidato fiscale nazionale, riferite essenzialmente a fondi rischi e a svalutazioni di immobilizzazioni materiali non dedotti; (iii) della Agip Caspian Sea BV, a seguito dell'approvazione da parte delle Autorità kazake del piano di sviluppo del giacimento di Kashagan, riferite essenzialmente ai costi di ricerca esplorativa interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (88 milioni di euro). Hanno contribuito alla riduzione del carico fiscale,

(6) Nell'esercizio 2003 la Stoccaggi Gas Italia SpA ha applicato la legge 28 dicembre 2001, n. 448 che consente alle società destinatarie di conferimenti fiscalmente neutri di allineare il valore fiscale dei beni ricevuti in conferimenro al maggior valore di libro degli sressi mediante il versamento dell'imposta sostitutiva corrispondente al 9% della differenza tra i due valori. Nel bilancio consolidato 2003, sulla differenza temporanea tra i valori fiscalmente riconosciuti e i valori di iscrizione sono state rilevate imposte differite attive di 287 milioni di euro (al netto dell'imposta sostitutiva dovuta di 154 milioni di euro) e di ciò è stata data notizia alla voce "Imposte sul reddito" del "Commento ai risultati economico-finanziari". Nella determinazione delle imposte differite attive non venne tenuto conto, in applicazione dei principi contabili di riferimento, della differenza temporanea relativa alle rimanenze di gas naturale (696 milioni di euro) perché il recupero d'imposta non venne considerato ragionevolmente certo considerato che la legge 170/1974 non prevedeva un limite al rinnovo delle concessioni di stoccaggio ("... le concessioni... possono essere rinnovate per periodi di 10 anni"). Diversamente, la recente legge 23 agosto 2004, n. 239 fissa un termine; infatti l'art. 1, comma 61 dispone: "I titolari delle concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di 2 proroghe di 10 anni qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e abbiano adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime". In relazione a ciò, sono state rilevate imposte differire attive di 259 milioni di euro.

l'esenzione dall'Ires delle plusvalenze derivanti dalla cessione di partecipazioni e la riduzione di un punto percentuale dell'Ires (dal 34 al 33%).

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (614 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (489 milioni di euro) e Saipem SpA (114 milioni di euro). L'incremento di 45 milioni di euro rispetto al 2003 è dovuto in particolare all'aumento della quota dei terzi azionisti in Snam Rete Gas in relazione alla vendita del 9,054% del capitale sociale.

Stato patrimoniale

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	36.360	**37.616**	1.256
Immobilizzazioni immateriali	3.610	**3.190**	(420)
Partecipazioni	3.160	**3.282**	122
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	983	**772**	(211)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.018)	**(972)**	46
	43.095	**43.888**	793
Capitale di esercizio netto	(679)	**(604)**	75
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(555)	**(590)**	(35)
Capitale investito netto	**41.861**	**42.694**	833
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.318	**32.466**	4.148
Indebitamento finanziario netto	13.543	**10.228**	(3.315)
Coperture	**41.861**	**42.694**	833
Cambio EUR/USD al 31 dicembre	1,263	**1,362**	0,099

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro (+7,8% rispetto al 31 dicembre 2003), ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 31 dicembre 2004 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.080 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 760 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 320 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 42.694 milioni di euro con un incremento di 833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici e in partecipazioni effettuati. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto: (i) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; (ii) delle vendite di immobilizzazioni e rami d'azienda effettuate principalmente dal settore Exploration & Production; (iii) dei rimborsi dei finanziamenti strumentali all'attività operativa da parte di Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd (complessivamente 122 milioni di euro), 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 90,1% (90,9% al 31 dicembre 2003).

Il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,48 al 31 dicembre 2003 allo 0,31 al 31 dicembre 2004.

Le immobilizzazioni materiali (37.616 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (54,7%), Gas & Power (27,8%) e Refining & Marketing (8,8%).

Il fondo ammortamento e svalutazioni (41.352 milioni di euro) rappresenta il 52,4% delle immobilizzazioni materiali lorde (52,6% al 31 dicembre 2003).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.282 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (568 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas (408 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (192 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (171 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (168 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (148 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (116 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (97 milioni di euro), il 12,04% della Darwin LNG Pty Ltd (89 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria LNG Ltd (86 milioni di euro) e il 49% della Superoctanos CA (82 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (772 milioni di euro) riguardano essenzialmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie del Gruppo nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (531 milioni di euro) ed Exploration & Production (154 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2004 (32.466 milioni di euro) è aumentato di 4.148 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito essenzialmente dell'utile netto dell'esercizio prima degli interessi di terzi azionisti (7.888 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro) e dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 760 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Rimanenze	3.293	**3.320**	27
Crediti commerciali	9.772	**10.785**	1.013
Debiti commerciali	(5.950)	**(6.353)**	(403)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.532)	**(3.102)**	(570)
Fondi per rischi e oneri	(5.708)	**(6.102)**	(394)
Altre attività (passività) d'esercizio (1)	446	**848**	402
	(679)	(604)	75

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 428 milioni di euro (447 al 31 dicembre 2003) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA di 474 milioni di euro (483 al 31 dicembre 2003).

I crediti commerciali aumentano di 1.013 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari dei greggi e dei prodotti petroliferi, nonché della crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (274 milioni di euro), Petrolchimica (250 milioni di euro), Exploration & Production (214 milioni di euro) e Refining & Marketing (117 milioni di euro).

I debiti tributari e il fondo imposte netto aumentano complessivamente di 570 milioni di euro a seguito dell'incremento dei debiti per accise e imposte di consumo (520 milioni di euro) connesso essenzialmente alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto sulle accise dovute sul prodotto immesso in consumo in Italia nella seconda metà del mese di dicembre.

I fondi per rischi e oneri (6.102 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 2.057 milioni di euro (2.040 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi ambientali di 1.639 milioni di euro (1.631 milioni al 31 dicembre 2003), la riserva sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA di 693 milioni di euro (599 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi per contenziosi di 213 milioni di euro (181 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 179 milioni di euro (218 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 91 milioni di euro (121 milioni al 31 dicembre 2003) e il fondo per esodi agevolati di 36 milioni di euro (65 milioni al 31 dicembre 2003).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 10.228 milioni di euro con una diminuzione di 3.315 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003.

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	16.254	**12.725**	(3.529)
Disponibilità liquide	(1.580)	**(1.084)**	496
Titoli non strumentali all'attività operativa	(794)	**(802)**	(8)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(272)	**(415)**	(143)
Altro	(65)	**(196)**	(131)
	13.543	**10.228**	(3.315)

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 12.725 milioni di euro, di cui 5.051 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 936 milioni di euro) e 7.674 milioni a lungo termine. In particolare le obbligazioni ammontano a 5.331 milioni di euro (4.793 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

L'indebitamento finanziario lordo di 12.725 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 63%; dollaro USA 24%; sterlina inglese 10%; altre valute 3%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	**7.888**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.682	5.493	**5.245**
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(152)	(35)	**(374)**
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	3.305	3.268	**4.935**
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**14.057**	**14.880**	17.694
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(510)	(465)	**(564)**
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(2.969)	(3.588)	**(4.768)**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**10.578**	**10.827**	12.362
Investimenti tecnici	(8.048)	(8.802)	**(7.503)**
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(1.315)	(985)	**(316)**
Dismissioni e cessioni parziali di imprese consolidate	935	650	**1.549**
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(319)	1.110	**82**
Free cash flow	**1.831**	**2.800**	6.174
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(1.171)	1.400	**131**
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	3.736	1.629	**(3.619)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	**(3.165)**
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(64)	(107)	**(17)**
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**486**	**(211)**	(496)
Free cash flow	**1.831**	**2.800**	6.174
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(51)	(692)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	39	1	**279**
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	990	1.422	**27**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	**(3.165)**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(1.037)**	**(2.402)**	**3.315**

Il flusso di cassa generato dalla gestione (12.362 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 279 milioni di euro) sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.819 milioni di euro) e al pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro, di cui 2.828 da parte dell'Eni SpA); (ii) dagli effetti delle variazioni dell'area di consolidamento (351 milioni di euro riferiti essenzialmente al consolidamento della Serfactoring SpA).

Alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 3.315 milioni di euro ha contribuito l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 320 milioni di euro).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.615	5.681	**4.912**	(769)	(13,5)
Gas & Power	1.315	1.760	**1.446**	(314)	(17,8)
Refining & Marketing	550	730	**669**	(61)	(8,4)
Petrolchimica	145	141	**99**	(42)	(29,8)
Ingegneria e Costruzioni	233	278	**209**	(69)	(24,8)
Altre attività	119	70	**48**	(22)	(31,4)
Corporate e società finanziarie	71	142	**120**	(22)	(15,5)
Investimenti tecnici (1)	**8.048**	8.802	**7.503**	(1.299)	(14,8)
Investimenti in partecipazioni	**1.366**	4.255	**316**	(3.939)	(92,6)
	9.414	13.057	**7.819**	(5.238)	(40,1)

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 164, 186 e 210 milioni di euro, rispettivamente nell'esercizio 2002, nel 2003 e nel 2004.

Gli investimenti tecnici (7.503 milioni di euro, di cui il 94% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (4.369 milioni di euro), in particolare in Libia, Iran, Angola, Italia, Kazakhstan, Egitto, Nigeria e Norvegia e la ricerca esplorativa (499 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (721 milioni di euro); (iii) la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi sulle raffinerie finalizzati ad adeguare le caratteristiche dei carburanti per autotrazione alle specifiche previste in ambito comunitario, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 669 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (451 milioni di euro). Gli investimenti dell'aggregato Corporate e società finanziarie (120 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti della Serleasing SpA (50 milioni di euro) relativi in particolare ad attrezzature informatiche, il progetto *Eni Slurry Technology* (44 milioni di euro) e le applicazioni informatiche dell'Eni SpA (17 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.165 milioni di euro) riguarda essenzialmente il pagamento del dividendo di 2.828 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (195 milioni di euro), della Saipem SpA (37 milioni di euro) e di altre società consolidate (17 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro)[7].

Gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito) riguardano essenzialmente: (i) il settore Gas & Power (676 milioni di euro), relativi alla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentanti il 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (650 milioni di euro), nonché di altri *asset* (26 milioni di euro); (ii) il settore Exploration & Production (576 milioni di euro), relativi alla vendita di *asset* minerari localizzati in particolare nel Mare del Nord, Italia, Azerbaijan, Gabon e Mauritania nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario (548 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (28 milioni di euro); (iii) il settore Refining & Marketing (414 milioni di euro), relativi alla vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (365 milioni di euro), di stazioni di servizio (17 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (32 milioni di euro); (iv) gli aggregati Altre attività e Corporate e società finanziarie (106 milioni di euro), relativi alla vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (49 milioni di euro), della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (28 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (29 milioni di euro); (v) il settore Petrolchimica (46 milioni di euro), relativi alla vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri di Baytown (30 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (16 milioni di euro).

(7) Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2004 sono state acquistate 4,23 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 70 milioni di euro (in media 16,597 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 234,8 milioni di azioni proprie, pari al 5,86% del capitale sociale, per il corrispettivo di 3.238 milioni di euro (in media 13,789 euro per azione).

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).

Indagini della Magistratura

Sono in corso indagini della Magistratura milanese sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. Alla EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (D.Lgs. 231/2001). Nell'adunanza del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, che non hanno ancora esaurito tutti i rapporti con le società appaltatrici o fornitrici, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni. L'Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due dirigenti dell'Eni, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato all'Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e due società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi.

Consorzio TSKJ - Indagini della SEC

La *Securities and Exchange Commission* degli USA (SEC) ha notificato all'Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui l'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. Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla *SEC* la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria. Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità.

Introduzione dei principi contabili internazionali

In relazione all'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 (*IFRS*)[1].

Al fine di adempiere alle disposizioni del Regolamento, a partire dal luglio 2002 l'Eni ha avviato il programma di implementazione degli *IFRS* 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 definiti ai fini *Italian GAAP* e *U.S. GAAP* e fornire un supporto all'analisi delle implicazioni sui sistemi informativi derivanti dall'adozione degli *IFRS*.

Nel dicembre 2003 è stata definita la proposta di revisione delle Norme di Gruppo relativa alle tematiche di bilancio considerate maggiormente significative; nel settembre 2004 le Norme sono state aggiornate per tener conto delle numerose pronunce dello *IASB* intervenute tra dicembre 2003 e marzo 2004. Al riguardo, rileva la circostanza che il processo di definizione del quadro normativo di riferimento è sostanzialmente terminato solo nel

(1) Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del "*Preface to International Financial Reporting Standards*", gli *IFRS* (*International Financial Reporting Standard*) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*). ex *International Accounting Standards Committee* (*IASC*) e comprendono: (i) gli *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*); (ii) gli *International Accounting Standards* (*IAS*); (iii) le inrerpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (*IFRIC*) e dallo *Standing Interpretations Committee* (*SIC*) adottate dallo *IASB*. La denominazione di *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*) è stata adottata dallo *IASB* per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

dicembre 2004 con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE dei principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea.

Nell'ottobre 2004 è stato trasmesso alle società del Gruppo il flusso informativo per la raccolta delle informazioni necessarie alla valorizzazione dell'effetto conseguente all'adeguamento dei saldi iniziali (1° gennaio 2004) delle attività e passività ai nuovi principi alla data di transizione. Infatti, secondo le disposizioni dell'*IFRS 1* "Prima adozione degli *International Financial Reporting Standard*", l'Eni deve redigere una situazione patrimoniale alla stessa data che: (i) rileva tutte e solo le attività e 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 (applicazione retrospective); (iii) riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli *IFRS*.

L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e passività agli *IFRS* è rilevato a patrimonio netto, dedotto il relativo effetto fiscale da imputare al fondo imposte differite.

L'introduzione dei nuovi principi nel Gruppo è agevolata dall'esperienza maturata nell'applicazione dei principi contabili statunitensi (*U.S. GAAP*) che l'Eni deve seguire nella redazione del *Form 20-F* da depositare annualmente presso la *SEC*.

Gli *IFRS* che determinano gli impatti più significativi per il Gruppo sono: (i) la revisione del valore netto degli impianti, anche per tener conto delle disposizioni relative alla separazione di componenti significative di beni complessi; (ii) l'eliminazione del criterio Lifo nella valutazione delle rimanenze; (iii) l'applicazione del concetto di "probabile", in luogo della "ragionevole certezza", per la rilevazione delle imposte anticipate; (iv) l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto; (v) la determinazione degli accantonamenti a fondi rischi e spese future con l'attualizzazione degli oneri che si prevede di sostenere quando l'effetto finanziario del tempo è significativo; (vi) l'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione dei benefici a favore dei dipendenti; (vii) l'imputazione all'attivo patrimoniale, in contropartita a uno specifico fondo, dei costi stimati (attualizzati) per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture; (viii) la disposizione secondo cui l'avviamento non è oggetto di ammortamento e la sua recuperabilità è verificata almeno annualmente.

Relativamente agli *IAS 32* e *39*, riguardanti la valutazione degli strumenti finanziari ivi inclusi i derivati, l'Eni si è avvalsa della facoltà concessa dall'*IFRS 1* di definire quale data di transizione il 1° gennaio 2005.

Con riferimento alle attività minerarie, non vi sono elementi di discontinuità rispetto ai criteri attualmente adottati perché nel dicembre 2004 lo *IASB* ha emesso il principio contabile internazionale *IFRS 6* "*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.

La PricewaterhouseCoopers ha in corso il lavoro di revisione della situazione contabile di apertura al 1° gennaio 2004; tenuto conto delle obiettive difficoltà applicative dei nuovi principi e in particolare dell'adozione del metodo retrospective, la quantificazione puntuale potrà essere diffusa solo dopo i risultati della revisione.

Allo stato, è prevedibile un aumento del patrimonio netto e corrispondentemente del capitale investito netto al 1° gennaio 2004 a seguito, in particolare, della revisione del valore netto degli impianti e dell'adozione del costo medio ponderato, anziché del Lifo a scatti annuali, nella valutazione delle rimanenze di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale. Quest'ultima modifica influenzerà la volatilità dei risultati perché mentre in precedenza la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze, salvo nel caso di riduzione dei volumi, con l'adozione del costo medio ponderato la variazione ha una diretta influenza con la rilevazione di *profit* o *loss in stock* derivanti dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

In linea con il documento di consultazione diffuso dalla Consob, nella relazione trimestrale al 31 marzo 2005 saranno fornite le riconciliazioni tra i principi contabili precedentemente

adottati e quelli *IFRS*; e precisamente: (i) riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004; (ii) riconciliazione del risultato economico dell'esercizio 2004.

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:

Vendita della partecipazione in Albacom

Il 4 febbraio 2005 i soci di Albacom SpA - Eni SpA (35%), Mediaset SpA (19,5%) e Banca Nazionale del Lavoro SpA (BNL) (19,5%) - hanno venduto a British Telecom Plc (BT) la loro partecipazione nella società. Inoltre il contratto prevede la cessione a BT da parte dei soci Eni (per una quota di 87 milioni di euro) e Mediaset del credito acquistato al valore nominale da BNL relativo al finanziamento di 250 milioni di euro da quest'ultima concesso ad Albacom che era garantito dai soci in misura proporzionale alla loro partecipazione al capitale sociale; anche BNL ha ceduto a BT la parte residua del finanziamento. Il corrispettivo per la cessione della partecipazione e del credito, pagabile dopo 5 anni, è legato a una formula parametrata all'EBITDA realizzato da Albacom nell'esercizio che chiude al 31 marzo 2009 con un limite minimo (*floor*) e massimo (*cap*) maggiorati di interessi. Tenuto conto delle oggettive incertezze, nella valutazione degli effetti dell'operazione nel bilancio 2004 è stato assunto il prezzo minimo che per la quota Eni ammonta a 26 milioni di euro rilevando un onere complessivo, prima dell'effetto fiscale, di 103 milioni di euro riferito quanto a 41 milioni alla partecipazione (corrispondente al valore di iscrizione) e quanto a 62 milioni di euro all'accantonamento al fondo rischi a fronte del credito ex BNL di 87 milioni di euro.

Snam Rete Gas

Il 18 febbraio 2005 il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero dell'economia e delle finanze, ha approvato lo schema di Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) che definisce i criteri e le modalità di dismissione della partecipazione posseduta dall'Eni nel capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (50,06%) nel cui statuto saranno introdotti i poteri speciali a favore del Ministero dell'economia e delle finanze previsti dalla normativa in materia di dismissioni di partecipazioni dello Stato. Dopo che sarà stato pubblicato il DPCM, proseguirà il processo di vendita di quote del capitale sociale di Snam Rete Gas fino a ridurre la propria partecipazione al 20% entro il 1° luglio 2007.

Porto Marghera

Il 15 febbraio 2005 l'Eni ha stipulato un accordo con il Ministero dell'ambiente e il Ministero delle infrastrutture e trasporti per la messa in sicurezza di una parte dell'area di Porto Marghera impegnandosi a versare al Ministero dell'ambiente la somma di 41,6 milioni di euro, comprensivi del contributo per la messa in sicurezza dell'area, che sarà utilizzato dal Magistrato alle Acque di Venezia. L'onere trova copertura nel fondo rischi iscritto nel bilancio 2004.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2005 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- produzione giornaliera di idrocarburi: in aumento rispetto al 2004 (1,62 milioni di boe/giorno), in linea con il tasso medio di incremento annuo programmato nel periodo 2004-2008 (superiore al 5%). La maggiore produzione sarà realizzata all'estero (in particolare in Libia, Angola, Egitto, Algeria e Kazakhstan) a seguito dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nell'ultima parte del 2004 e degli avvii programmati nel 2005;

- volumi venduti di gas naturale[2]: sostanzialmente stabili (84,45 miliardi di metri cubi nel 2004); le maggiori vendite attese nei mercati in Europa (Spagna, Germania e Turchia) saranno assorbite dalla prevista riduzione in Italia;
- volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia: in aumento di circa il 6% (28,26 miliardi di metri cubi nel 2004) a seguito dell'evoluzione attesa della domanda;
- produzione venduta di energia elettrica: in aumento di circa il 50% (13,85 terawattora nel 2004) a seguito dell'entrata in marcia commerciale di nuova capacità di generazione (circa 3 gigawatt) presso i siti di Brindisi e Mantova (la capacità complessiva installata di generazione elettrica al 31 dicembre 2004 è di 3,3 gigawatt), nonché della piena marcia commerciale dei gruppi di potenza installati nel 2004 a Ravenna e a Ferrera Erbognone;
- lavorazioni in conto proprio di petrolio e di semilavorati: sostanzialmente stabili (37,68 milioni di tonnellate nel 2004) a seguito in particolare delle maggiori lavorazioni all'estero a supporto della crescita delle vendite nel resto d'Europa, che si prevede saranno assorbite dalla riduzione attesa in Italia, anche a seguito della ridotta attività prevista sulla raffineria di Gela dovuta al danno alle infrastrutture di attracco delle navi per il carico/scarico del petrolio e dei prodotti causato dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004;
- vendite di prodotti petroliferi sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa: in aumento di circa il 4% (12,3 milioni di tonnellate nel 2004); l'erogato medio della rete a marchio Agip è previsto in aumento sia in Italia (2.528 mila litri nel 2004) sia nel resto d'Europa (2.393 mila litri nel 2004).

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di 7,3 miliardi di euro, di cui circa il 91% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali progetti di investimento sono: (i) nel settore Exploration & Production, lo sviluppo di giacimenti in Libia, Italia, Angola, Kazakhstan, Egitto e Nigeria, nonché la ricerca esplorativa; (ii) nel settore Gas & Power, il potenziamento e il mantenimento delle strutture di trasporto e di distribuzione del gas naturale e la prosecuzione del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing, il completamento del gassificatore dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, il miglioramento dell'efficienza delle strutture produttive e della qualità dei prodotti, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Nel corso del 2005 è prevista la vendita, in esito al processo di gara in corso, del 90% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA con obbligo dell'acquirente di acquistare le residue azioni (10%) al compimento del quinto anno dalla data dell'acquisto.

(2) Compresi i volumi di gas per autoconsumi e la quota Eni delle vendite di società collegate e di imprese rilevanti.

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 0,00615.

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.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

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 nei paesi produttori dell'area non OCSE 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.

PAGINA BIANCA

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 2004 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 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 di carattere organizzativo e procedurale 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 e l'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2004. Per quanto concerne l'adeguamento alla sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*, il Collegio dà atto che in data 29 dicembre 2004 è stata rilasciata la prima edizione del volume "Il sistema di controllo Eni sull'informativa societaria - Norme e Metodologie", di cui è stata data informativa al Consiglio nel febbraio 2005, ed è stata avviata l'estensione del modello alle imprese controllate, come definite dall'art. 93 del D.Lgs. 58/98, ad eccezione di quelle escluse dall'area di consolidamento per irrilevanza. L'adeguamento al modello da parte delle imprese del Gruppo avverrà con tempistiche e modalità diverse in funzione della loro "rilevanza" definita con riguardo ai valori patrimoniali, reddituali o finanziari nonché alla presenza di processi o rischi che possono determinare errori rilevanti nell'informativa finanziaria di gruppo. Al riguardo, è previsto che le imprese rilevanti assicurino la conformità al modello entro il 30 giugno 2005, salvo casi particolari per i quali è necessario completare le attività di adeguamento entro la fine del corrente esercizio, ciò anche in considerazione del rinvio all'esercizio 2006 dell'entrata in vigore della normativa statunitense (inizialmente prevista per l'esercizio 2005). Per le altre imprese, l'adeguamento del sistema di controllo avverrà con tempi meno stringenti e con modalità semplificate che ne assicurino comunque il rispetto dei principi di base;

f) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili 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 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. 58/98 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 2004, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, 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 28 milioni di euro. Dall'esame della contabilità si evince che le prestazioni rese alla sola Eni SpA, tutte valorizzate alle normali condizioni di mercato, sono ammontate a circa 9 milioni di euro;

i) la società di revisione ha rilasciato, in data 21 aprile 2005, la propria relazione dalla quale risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2004 sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico";

j) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c.;

k) in data 22 gennaio 2005 è pervenuta una comunicazione da parte di un azionista contenente valutazioni critiche sulla gestione della società EniChem (ora Syndial). Il Collegio non ha ravvisato l'esistenza di rilievi meritevoli di segnalazione all'Assemblea degli Azionisti;

l) in data 10 febbraio 2005 è pervenuta al Collegio Sindacale una comunicazione, inviata in copia alla Consob, in cui un azionista segnalava la mancata menzione, nei bilanci societari, di fatti riportati dalla stampa (presunte irregolarità nello svolgimento di operazioni in Kazakhstan, vicenda EniPower e interrogazioni parlamentari degli anni 1995 e 1996 sull'esistenza di società *offshore*).

In merito alla prima segnalazione, la funzione di *Internal Audit* ha svolto approfondite indagini dalle quali è emerso che le notizie oggetto di segnalazione risultano infondate.

In relazione alla vicenda EniPower il Collegio ha svolto, sia autonomamente sia in forma congiunta con il Comitato per il Controllo Interno, le attività di verifica dell'esistenza e del rispetto delle procedure per l'approvvigionamento di beni e servizi e condivide le valutazioni e i comportamenti assunti dal Consiglio di Amministrazione ampiamente riportati nell'apposito paragrafo della Relazione sulla gestione a cui pertanto si rinvia;

m) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

n) la società di revisione PriceWaterhouseCoopers incaricata della revisione dall'Assemblea del 28 maggio 2004, nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato, revisione limitata della relazione semestrale e verifiche nel corso dell'esercizio), ha ricevuto l'incarico triennale per il rilascio della "*Comfort letter*" per il programma di "*Euro Medium Term Notes*" (25 mila euro/anno); per la revisione limitata di situazioni consolidate interinali dell'Eni (62 mila euro/anno); per la verifica della corretta elaborazione dei conti annuali 2003 (125 mila euro) e 2004-2006 secondo i criteri dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas (64 mila euro/anno); per la revisione delle tariffe applicate ai *partner* in *joint venture* (33 mila euro) e, infine, per lo svolgimento delle attività di assistenza all'adeguamento delle norme di Gruppo ai principi contabili internazionali (210 mila euro). Complessivamente nel 2004 sono stati conferiti incarichi aggiuntivi per 519 mila euro;

o) non risultano conferiti incarichi a società appartenenti allo stesso *network* della società di revisione;

p) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c.c.; non si sono verificati i presupposti per il rilascio, da parte della società di revisione, di pareri di cui all'art. 158 del D.Lgs. 58/98;

q) l'attività di vigilanza sopra descritta è stata svolta in 18 riunioni del Collegio, assistendo alle 18 riunioni del Consiglio di Amministrazione e partecipando alle 15 riunioni del Comitato per il Controllo Interno. Il *Compensation Committee* si è riunito complessivamente 5 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 2004 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 10 maggio 2005

Il Collegio Sindacale

Andrea Monorchio

Luigi Biscozzi

Paolo Andrea Colombo

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

stato patrimoniale

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di impianto e di ampliamento		20	10
costi di ricerca e di sviluppo		167	106
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		162	174
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		934	824
avviamento		156	85
differenza da consolidamento		1.826	1.730
immobilizzazioni in corso e acconti		133	60
altre		212	201
Totale		**3.610**	**3.190**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		1.795	1.747
impianti e macchinario		25.217	27.979
attrezzature industriali e commerciali		522	420
altri beni		291	322
immobilizzazioni in corso e acconti		8.535	7.148
Totale		**36.360**	**37.616**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		3.160	3.282
- imprese controllate		*285*	*231*
- imprese collegate		*2.562*	*2.712*
- altre imprese		*313*	*339*
crediti:		1.202	990
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*193*	*126*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3*	*5*
		196	*131*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*243*	*170*
		243	*170*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*662*	*597*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*101*	*92*
		763	*689*
- altri titoli		23	23
- azioni proprie		2.872	2.943
Totale		**7.257**	**7.238**
Totale immobilizzazioni		**47.227**	**48.044**

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.032	1.101
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		87	72
lavori in corso su ordinazione		433	404
prodotti finiti e merci		1.627	1.659
acconti		114	84
Totale		**3.293**	**3.320**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		9.476	10.529
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*9.243*	*10.369*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*233*	*160*
verso imprese controllate:		263	197
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*263*	*197*
verso imprese collegate:		555	555
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*555*	*555*
crediti tributari:		1.839	1.621
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*914*	*740*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*925*	*881*
imposte anticipate:		2.167	2.203
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.167*	*2.203*
verso altri:		1.894	2.486
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.830*	*2.421*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*64*	*65*
Totale		**16.194**	**17.591**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
altre partecipazioni		13	22
azioni proprie		292	286
altri titoli		1.275	1.275
Totale		**1.580**	**1.583**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.574	1.073
danaro e valori in cassa		6	11
Totale		**1.580**	**1.084**
Totale attivo circolante		**22.647**	**23.578**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 7)		
disaggio su prestiti		16	14
ratei e altri risconti		832	888
Totale ratei e risconti		**848**	**902**
TOTALE ATTIVO		**70.722**	**72.524**

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
PASSIVO			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.003	4.004
Riserva da sopraprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		959	959
Riserve statutarie			
Riserva per azioni proprie in portafoglio		3.164	3.229
Riserve statutarie			
Altre riserve:		2.978	2.976
- riserva disponibile		*3.050*	*3.896*
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.233*	*2.163*
- 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 da avanzo di fusione			*4*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		*3*	*2*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*1*	*1*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		*84*	
- riserva per differenze cambio		(2.505)	(3.202)
Utili portati a nuovo		13.171	15.125
Utile dell'esercizio		5.585	7.274
Totale patrimonio netto dell'Eni	(NOTA N. 8)	**29.860**	**33.567**
Capitale e riserve di terzi	(NOTA N. 9)	1.622	2.128
Totale		**31.482**	**35.695**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		175	230
per imposte, anche differite		2.442	2.768
altri		5.533	5.872
Totale		**8.150**	**8.870**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**555**	**590**

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
Debiti:	(NOTA N. 11)		
obbligazioni:		4.793	5.331
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*79*	*660*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*4.714*	*4.671*
debiti verso banche:		6.851	4.750
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.006*	*2.423*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.845*	*2.327*
debiti verso altri finanziatori:		1.151	1.139
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*211*	*304*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*940*	*835*
acconti:		1.588	1.354
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.551*	*1.352*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*37*	*2*
debiti verso fornitori:		6.384	6.928
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*6.321*	*6.845*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*63*	*83*
debiti rappresentati da titoli di credito:		3.580	1.580
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.547*	*1.580*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*33*	
debiti verso imprese controllate:		223	70
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*223*	*70*
debiti verso imprese collegate:		598	637
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*598*	*637*
debiti tributari:		2.257	2.537
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.183*	*2.514*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*74*	*23*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		217	236
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*216*	*229*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1*	*7*
altri debiti:		2.114	2.091
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.948*	*1.939*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*166*	*152*
Totale		**29.756**	**26.653**
Ratei e risconti	(NOTA N. 12)	779	716
TOTALE PASSIVO		**70.722**	**72.524**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
GARANZIE	(NOTA N. 13)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		7	7
di imprese collegate		30	72
di imprese consolidate		4.894	4.894
di altri			5
		4.931	**4.978**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		302	532
di imprese collegate		1.685	1.834
di imprese consolidate:		6.090	9.715
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*2.841*	*2.977*
- rischi assicurativi		*379*	*396*
- altro		*2.870*	*6.342*
di altri		198	169
		8.275	**12.250**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		77	40
		77	**40**
TOTALE GARANZIE		**13.283**	**17.268**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 14)		
Impegni:			
contratti derivati:		11.154	11.974
- su interessi		*5.764*	*5.696*
- di acquisto valuta		*2.903*	*4.062*
- di vendita valuta		*2.272*	*1.884*
- di acquisto merce		*172*	*185*
- di vendita merce		*43*	*147*
acquisto di beni		208	200
vendita di beni		147	124
altri		379	319
		11.888	**12.617**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		585	600
beni di terzi in custodia		317	551
		902	**1.151**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**12.790**	**13.768**

conto economico

(milioni di euro)		2002	2003	2004
Valore della produzione:	(NOTA N. 15)			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		63.872	67.810	75.394
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		216	(48)	171
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1.127	1.150	1.108
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		1.080	1.527	1.317
altri ricavi e proventi:		1.133	949	1.356
. contributi in conto esercizio		*26*	*11*	*10*
. altri		*1.107*	*938*	*1.346*
Totale		**67.428**	**71.388**	**79.346**
Costi della produzione:	(NOTA N. 16)			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		25.229	26.449	30.539
per servizi		8.614	10.431	10.675
per godimento di beni di terzi		1.454	1.407	1.600
per il personale:		3.346	3.353	3.434
- salari e stipendi		*2.441*	*2.412*	*2.481*
- oneri sociali		*650*	*693*	*672*
- trattamento di fine rapporto		*121*	*126*	*124*
- trattamento di quiescenza e simili		*15*	*31*	*58*
- altri costi		*119*	*91*	*99*
ammortamenti e svalutazioni:		5.603	5.276	4.948
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*1.423*	*1.266*	*1.043*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*3.543*	*3.447*	*3.525*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*542*	*441*	*295*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*95*	*122*	*85*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		17	38	6
accantonamenti per rischi		114	118	94
altri accantonamenti		413	342	499
oneri diversi di gestione		14.092	14.371	14.934
Totale		**58.882**	**61.785**	**66.729**
Differenza tra valore e costi della produzione		**8.546**	**9.603**	**12.617**
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 17)			
proventi da partecipazioni:		104	72	111
. da imprese controllate		*1*	*10*	*7*
. da imprese collegate		*11*	*3*	*4*
. da altri		*92*	*59*	*100*
altri proventi finanziari:		551	465	474
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*18*	*12*	*9*
. da imprese collegate		*16*	*11*	*7*
. da altri		*62*	*35*	*72*
		96	*58*	*88*

(milioni di euro)		2002	2003	2004
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni				
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*44*	*34*	*31*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*2*	*1*	*2*
. da imprese collegate		*47*	*40*	*41*
. da altri		*362*	*332*	*312*
		411	*373*	*355*
interessi e altri oneri finanziari:		737	743	733
. verso imprese controllate		*7*	*18*	*4*
. verso imprese collegate		*9*	*14*	*2*
. verso altri		*721*	*711*	*727*
utili e perdite su cambi		(30)		(2)
Totale		**(112)**	**(206)**	**(150)**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 17)			
rivalutazioni:		189	194	208
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*178*	*180*	*199*
- di altre partecipazioni		*6*	*9*	*1*
- di immobilizzazioni finanziarie che non castituiscono partecipazioni				*4*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*5*	*5*	*4*
svalutazioni:		245	245	78
- di partecipazioni		*209*	*233*	*73*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*11*		
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*25*	*12*	*5*
Totale delle rettifiche		**(56)**	**(51)**	**130**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 18)			
proventi:		369	563	705
. plusvalenze da alienazioni		*257*	*290*	*661*
. altri proventi		*112*	*273*	*44*
oneri:		398	514	761
. minusvalenze da alienazioni		*42*	*40*	*2*
. imposte relative a esercizi precedenti			*3*	*5*
. altri oneri		*356*	*471*	*754*
Totale delle partite straordinarie		**(29)**	**49**	**(56)**
Risultato prima delle imposte		**8.349**	**9.395**	**12.541**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(NOTA N. 19)	3.127	3.241	4.653
Utile dell'esercizio		**5.222**	**6.154**	**7.888**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	(NOTA N. 9)	(629)	(569)	(614)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**4.593**	**5.585**	**7.274**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	(NOTA N. 20)	**1,20 euro**	**1,48 euro**	**1,93 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)		**6,00 euro**	**7,39 euro**	**9,64 euro**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	**Esercizio 2002**	**Esercizio 2003**	**Esercizio 2004**
Utile dell'esercizio di Gruppo	4.593	5.585	7.274
Utile dell'esercizio di terzi	629	569	614
Ammortamenti	4.962	4.710	4.566
Svalutazioni nette	591	586	235
Variazioni fondi per rischi e oneri	96	144	408
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	33	53	36
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(152)	(35)	(374)
Dividendi	(32)	(22)	(72)
Interessi attivi	(322)	(197)	(201)
Interessi passivi	568	574	575
Differenze di cambio	(65)	(279)	(76)
(Proventi) Oneri straordinari netti	29	(49)	56
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	3.127	3.241	4.653
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	14.057	14.880	17.694
Variazioni:			
- rimanenze	(209)	(162)	(68)
- crediti commerciali e diversi	(925)	(622)	(1.183)
- ratei e risconti attivi	88	66	43
- debiti commerciali e diversi	555	451	704
- ratei e risconti passivi	(19)	(198)	(60)
Flusso di cassa del risultato operativo	13.547	14.415	17.130
Dividendi incassati	147	189	200
Interessi incassati	164	234	197
Interessi pagati	(579)	(432)	(541)
Oneri straordinari netti pagati	(162)	(50)	(400)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.539)	(3.529)	(4.224)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**10.578**	**10.827**	**12.362**

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(1.205)	(959)	(732)
- immobilizzazioni materiali	(6.843)	(7.843)	(6.771)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(1.043)	(283)	
- partecipazioni	(272)	(702)	(316)
- titoli	(72)	(114)	(688)
- crediti finanziari	(2.124)	(1.127)	(603)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	193	207	(13)
Flusso di cassa degli investimenti	(11.366)	(10.821)	(9.123)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	77	49	13
- immobilizzazioni materiali	475	177	260
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	270	338	563
- partecipazioni	113	86	57
- titoli	205	312	659
- crediti finanziari	308	3.221	862
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		11	(4)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.448	4.194	2.410
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(9.918)**	**(6.627)**	**(6.713)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	2.145	3.118	1.229
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(503)	(485)	(797)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	2.094	(1.004)	(4.051)
	3.736	**1.629**	**(3.619)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi	62	13	2
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	(103)	(2.606)	631
Dividendi distribuiti a terzi	(3.035)	(3.011)	(3.077)
Acquisto netto di azioni proprie	(770)	(329)	(65)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(110)**	**(4.304)**	**(6.128)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	57	(9)	12
Effetto delle differenze di cambio	(121)	(98)	(29)
Flusso di cassa netto del periodo	**486**	**(211)**	**(496)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.305**	**1.791**	**1.580**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.791**	**1.580**	**1.084**

(*) 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 nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Investimenti finanziari:			
- titoli	(4)	(111)	(42)
- crediti finanziari	(1.455)	(265)	(148)
	(1.459)	**(376)**	**(190)**
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	205	311	26
- crediti finanziari	83	1.465	295
	288	**1.776**	**321**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(1.171)**	**1.400**	**131**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	1.245	1.179	
Attività a breve	697	567	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	125	(683)	
Passività a lungo e a breve	(844)	(768)	
Effetto netto degli investimenti	**1.223**	**295**	
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(4)		
Capitale e riserve di terzi		(3)	
Totale prezzo di acquisto	**1.219**	**292**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(176)	(9)	
Flusso di cassa degli investimenti	**1.043**	**283**	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	153	108	381
Attività a breve	53	2	263
Indebitamento finanziario netto	(16)	(1)	(227)
Passività a lungo e a breve	(85)	(4)	(174)
Differenze cambio da conversione realizzate			45
Effetto netto dei disinvestimenti	**105**	**105**	**288**
Plusvalenza per disinvestimenti	194	233	327
Interessenza di terzi	(6)		
Totale prezzo di vendita	**293**	**338**	**615**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(23)		(52)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**270**	**338**	**563**

■ 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, dall'Organismo Italiano di Contabilità 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 in liquidazione se la loro esclusione non determina una rappresentazione distorta della situazione patrimoniale, finanziaria e del risultato consolidato e le imprese acquisite esclusivamente con lo scopo della successiva alienazione. Sono considerate non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario: 3.125 migliaia di euro; (ii) totale ricavi: 6.250 migliaia di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Sono escluse dall'area di consolidamento altresì le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi; trattasi di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa, finanziate pro-quota, sulla base dei *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero alle quali sono poi rendicontati gli esborsi e gli eventuali ricavi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi nonché i dati operativi (produzioni, riserva, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni al 31 dicembre 2004" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate, salvo limitate eccezioni, 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 consolidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (i valori non sono significativi).

☐ 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 e ai contributi a fondo perduto; 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. 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 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, 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 deri-

vanti 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 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 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 49% e il 47% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, è determinato applicando il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano il 19% e il 21% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, è determinato applicando il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 13% e il 12% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, 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.

Gli oneri relativi ai fondi pensione di alcune controllate estere sono stanziati per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione locale e ai contratti di lavoro.

☐ 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 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 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, quando rilevanti, 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 tutte le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- 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, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per tutti gli altri prodotti venduti, generalmente 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). La differenza tra i volumi netti di competenza dell'Eni e i volumi prodotti non è significativa.

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*). I lavori in corso su ordinazione i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al controvalore in euro al cambio corrente alla data di accertamento dallo stato di avanzamento dei lavori in contraddittorio con il committente (accettazione del SAL) o, in presenza, al cambio del giorno in cui gli anticipi sono corrisposti; i lavori non ancora accettati sono iscritti al cambio di chiusura dell'esercizio; i contratti di copertura sono valutati coerentemente. 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, ad 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.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e *stock option* assegnate ai dirigenti a partire dal 1° gennaio 2003. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dipendente, incrementato degli eventuali ulteriori oneri a carico del datore di lavoro (oneri sociali e TFR) calcolati sulla base del valore normale delle azioni; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[1]. 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 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. La rilevazione del costo delle *stock grant* è effettuata con contropartita alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri"; il costo relativo alle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Riserva disponibile".

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta estera sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

(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.

☐ 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; 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 "Crediti - imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte anche differite".

☐ 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, con esclusione dei titoli immobilizzati, 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). Gli utili su cambi relativi ai contratti di copertura su titoli immobilizzati sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le perdite su cambi rilevate sull'attività coperta. 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 2002, 2003 e 2004 ammontano rispettivamente a 175, 238 e a 257 milioni di euro di cui, rispettivamente, 11, 52 e 47 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 degli schemi contabili

Gli schemi di stato patrimoniale e di conto economico sono stati modificati per recepire le novità introdotte dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 - Riforma organica della disciplina delle società di capitali e società cooperative (cd. "Riforma Vietti"). In particolare, nello schema di stato patrimoniale sono state inserite le voci dell'attivo circolante "Crediti tributari" e "Imposte anticipate", la voce del passivo patrimoniale "Fondi per rischi e oneri - per imposte" è stata ridenominata in "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite" e la voce del patrimonio netto "Riserve statutarie" è stata indicata prima della voce "Riserva per azioni proprie in portafoglio"; nello schema di conto economico è stata inserita la voce "Utile e perdite su cambi" e la voce "Imposte sul reddito dell'esercizio" è stata ridenominata in "Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate". Dalle voci di stato patrimoniale dell'attivo circolante "Crediti verso altri - importi esigibili entro l'esercizio successivo" e "Crediti verso altri - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" relative all'esercizio 2003 sono stati riclassificati rispettivamente 914 milioni di euro e 3.092 milioni di euro nelle nuove voci dell'attivo circolante "Crediti tributari - importi esigibili entro l'esercizio successivo" per 914 milioni di euro, "Crediti tributari - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" per 925 milioni di euro e "Imposte anticipate - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" per 2.167 milioni di euro. Dalle voci di conto economico "Altri proventi finanziari" e "Interessi e altri oneri finanziari" relative agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati nella nuova voce "Utili e perdite su cambi" gli utili su cambi rispettivamente pari a 1.948 e 2.332 milioni di euro e perdite su cambi rispettivamente pari a 1.978 e 2.332 milioni di euro.

Note al bilancio

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004
Costi di impianto e di ampliamento	20	2	(10)	(2)	10	63
Costi di ricerca e di sviluppo	167	550	(608)	(3)	106	740
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	162	60	(139)	91	174	808
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	934	10	(108)	(12)	824	1.346
Avviamento	156	1	(26)	(46)	85	118
Differenza da consolidamento	1.826	12	(109)	1	1.730	298
Immobilizzazioni in corso e acconti	133	75		(148)	60	5
Altre immobilizzazioni immateriali	212	22	(43)	10	201	335
	3.610	**732**	**(1.043)**	**(109)**	**3.190**	**3.713**

I costi di impianto e di ampliamento di 10 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 106 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (96 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 491 milioni di euro (632 milioni di euro nell'esercizio 2003).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 824 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (664 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (76 milioni di euro).

L'avviamento e la differenza da consolidamento di complessivi 1.815 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Gas & Power (788 milioni di euro, di cui 770 milioni di euro relativi all'acquisto delle azioni di Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto), il settore Ingegneria e Costruzioni (785 milioni di euro, di cui 754 milioni di euro relativi all'acquisizione della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (195 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (46 milioni di euro). Le altre variazioni di 45 milioni di euro riguardano essenzialmente l'esclusione dall'area di consolidamento, a seguito della vendita, di Agip do Brasil SA (51 milioni di euro).

Le altre immobilizzazioni immateriali di 201 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (90 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (16 milioni di euro).

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004
Terreni e fabbricati	1.795	52	(104)	(12)	(26)	6	36	1.747	1.740
Impianti e macchinario	25.217	2.865	(3.197)	(119)	(107)	(792)	4.112	27.979	37.051
Attrezzature industriali e commerciali	522	149	(122)	(1)	(32)	(5)	(91)	420	1.206
Altri beni	291	92	(102)	(1)	(5)	(6)	53	322	797
Immobilizzazioni in corso e acconti	8.535	3.613		(178)	(39)	(302)	(4.481)	7.148	558
	36.360	**6.771**	**(3.525)**	**(311)**	**(209)**	**(1.099)**	**(371)**	**37.616**	**41.352**

Gli investimenti di 6.771 milioni di euro (7.843 milioni di euro nell'esercizio 2003) sono riferiti principalmente ai settori Exploration & Production (4.398 milioni di euro), Gas & Power (1.344 milioni di euro), Refining & Marketing (654 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (186 milioni di euro, di cui 176 milioni di euro riferiti all'attività costruzioni e perforazioni). Informazioni sugli investimenti effettuati in immobilizzazioni materiali e immateriali sono indicate nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo" dei principali settori di attività.

Le svalutazioni di 311 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production (266 milioni di euro), il settore Refining & Marketing (20 milioni di euro) e la Syndial SpA (18 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento di 209 milioni di euro riguarda principalmente la vendita della LukAgip NV (95 milioni di euro), dell'Agip do Brasil SA (71 milioni di euro), della Stargas Italia SpA (33 milioni di euro) e dell'Eni Nederland BV (22 milioni di euro). Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'inserimento nell'area di consolidamento della Marghera Servizi Industriali Srl (15 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.099 milioni di euro si riferiscono principalmente a imprese con bilanci in dollari USA (1.173 milioni di euro).

Le altre variazioni di 371 milioni di euro riguardano principalmente la vendita di immobilizzazioni e rami d'azienda nonché radiazioni (457 milioni di euro) effettuate principalmente dal settore Exploration & Production (301 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 1.067 e a 76 milioni di euro (1.084 e 82 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 482 milioni di euro (486 milioni di euro al 31 dicembre 2003) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Exploration & Production	38.811	39.479
- Gas & Power	18.926	20.038
- Refining & Marketing	8.652	9.002
- Petrolchimica	4.266	4.252
- Ingegneria e Costruzioni	3.531	3.644
- Altre attività	2.403	2.359
- Corporate e società finanziarie	149	194
	76.738	**78.968**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	18.473	18.899
- Gas & Power	9.426	9.593
- Refining & Marketing	5.482	5.700
- Petrolchimica	3.085	3.098
- Ingegneria e Costruzioni	1.790	1.912
- Altre attività	2.065	2.064
- Corporate e società finanziarie	57	86
	40.378	**41.352**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	20.338	20.580
- Gas & Power	9.500	10.445
- Refining & Marketing	3.170	3.302
- Petrolchimica	1.181	1.154
- Ingegneria e Costruzioni	1.741	1.732
- Altre attività	338	295
- Corporate e società finanziarie	92	108
	36.360	**37.616**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo svalutazione al 31.12.2004
Partecipazioni in imprese controllate	285	11	27	(33)	(7)	(52)	231	273
Partecipazioni in imprese collegate	2.562	240	173	(184)	(52)	(27)	2.712	815
Partecipazioni in altre imprese	313	65		(9)	(19)	(11)	339	60
	3.160	**316**	**200**	**(226)**	**(78)**	**(90)**	**3.282**	**1.148**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 316 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della Darwin LNG Pty Ltd (58 milioni di euro), della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (53 milioni di euro), della Albacom SpA (41 milioni di euro) e della Raffineria di Milazzo ScpA (35 milioni di euro) nonché l'acquisizione della Acam Gas SpA da parte di Italgas SpA (44 milioni di euro, di cui 9 milioni di euro relativi alla sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale).

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 le partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 200 milioni di euro riguardano principalmente la valutazione con il criterio del patrimonio netto della Trans Austria Gasleitung GmbH (32 milioni di euro), della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (19 milioni di euro) e della Azienda Energia e Servizi Torino SpA (19 milioni di euro); le svalutazioni di 226 milioni di euro riguardano il decremento per i dividendi incassati dalle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto (153 milioni di euro; di cui 31 milioni di euro relativi alla Galp Energia SGPS SA, 29 milioni di euro relativi alla Trans Austria Gasleitung GmbH e 24 milioni di euro relativi alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd) e le svalutazioni di partecipazioni (73 milioni di euro; di cui 41 milioni di euro relativi all'Albacom SpA).

Le altre variazioni di 90 milioni di euro riguardano principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento dell'Eni Gas & Power CH SA (19 milioni di euro), della Marghera Servizi Industriali Srl (12 milioni di euro) e della Serfactoring SpA (10 milioni di euro) nonché la vendita di partecipazioni (32 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2004 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni al 31 dicembre 2004" che costituisce parte integrante di queste note.

Il valore netto delle partecipazioni di 3.282 milioni di euro (3.160 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2003			31.12.2004		
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione
Imprese controllate:						
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	65	50,00	patrimonio netto	57	50,00	patrimonio netto
- Eni BTC Ltd	52	100,00	patrimonio netto	48	100,00	patrimonio netto
- Altre (*)	168			126		
	285			**231**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	602	33,34	patrimonio netto	568	33,34	patrimonio netto
- Unión Fenosa Gas SA	416	50,00	patrimonio netto	408	50,00	patrimonio netto
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	168	49,00	patrimonio netto	171	49,00	patrimonio netto
- Raffineria di Milazzo ScpA	131	50,00	patrimonio netto	168	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	151	49,00	patrimonio netto	151	49,00	patrimonio netto
- EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	94	50,00	patrimonio netto	148	50,00	patrimonio netto
- Blue Stream Pipeline Co BV	125	50,00	patrimonio netto	116	50,00	patrimonio netto
- Erg Raffinerie Mediterranee SpA (a)	100	28,00	costo	100	28,00	costo
- United Gas Derivatives Co	82	33,33	patrimonio netto	97	33,33	patrimonio netto
- Superoctanos CA	80	49,00	patrimonio netto	82	49,00	patrimonio netto
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	66	20,00	patrimonio netto	75	20,00	patrimonio netto
- Trans Austria Gasleitung GmbH (b)	58	89,00	patrimonio netto	60	89,00	patrimonio netto
- Supermetanol CA	59	34,51	patrimonio netto	59	34,51	patrimonio netto
- Toscana Gas SpA	49	46,07	patrimonio netto	56	46,10	patrimonio netto
- Siciliana Gas SpA	47	50,00	patrimonio netto	52	50,00	patrimonio netto
- Acam Gas SpA				44	49,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	39	49,00	patrimonio netto	41	49,00	patrimonio netto
- Haldor Topsøe A/S	37	50,00	patrimonio netto	39	50,00	patrimonio netto
- Distribuidora de Gas del Centro SA	36	31,35	patrimonio netto	36	31,35	patrimonio netto
- Transitgas AG	32	45,99	patrimonio netto	32	46,00	patrimonio netto
- Termica Milazzo Srl	23	40,00	patrimonio netto	27	40,00	patrimonio netto
- Altre (*)	167			182		
	2.562			**2.712**		
Altre imprese:						
- Darwin LNG Pty Ltd	39	12,04	costo	89	12,04	costo
- Nigeria LNG Ltd	92	10,40	costo	86	10,40	costo
- Ceska Rafinerska AS	33	16,33	costo	30	16,33	costo
- Interconnector (UK) Ltd	25	5,00	costo	23	4,62	costo
- Discovery Producer Services Llc	28	16,67	costo	19	16,67	costo
- Altre (*)	96			92		
	313			**339**		
	3.160			**3.282**		

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
(a) Sulla società è stata concessa un'opzione di acquisto a 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 474 milioni di euro riferite, principalmente, alla Unión Fenosa Gas SA (185 milioni di euro), alla EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (180 milioni di euro) e all'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (72 milioni di euro).

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese collegate
Totale attività	1.340	8.232	1.502	8.637
Totale passività	1.132	5.735	1.331	5.958
Ricavi netti	140	4.658	110	6.476
Utile operativo	5	278	20	330
Utile dell'esercizio	(3)	123	18	150

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	39	39
Consorzio Set Sviluppo Elettrico Trecate	15	18
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	13	16
Lasmo Petroleum Development BV	10	9
Altre imprese	44	9
	121	**91**

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2003			31.12.2004		
(milioni di euro)	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	192	4	196	130	1	131
Crediti verso imprese collegate	238	5	243	161	9	170
Crediti verso altri	494	269	763	298	391	689
	924	**278**	**1.202**	**589**	**401**	**990**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 21 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I crediti di 990 milioni di euro (1.202 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 750 milioni di euro (962 milioni di euro al 31 dicembre 2003) 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 (531 milioni di euro) e Exploration & Production (154 milioni di euro). Il decremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 212 milioni di euro è dovuto principalmente alla riscossione di finanziamenti concessi alla Trans Austria Gasleitung GmbH (65 milioni di euro), alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (57 milioni di euro) nonché alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (48 milioni di euro). Il rimborso di crediti per 42 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2003) 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 777 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Titoli emessi dallo Stato italiano	22	22
Altri titoli	1	1
	23	**23**

Titoli per 22 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (21 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.943 milioni di euro (2.872 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e sono rappresentate da n. 213.388.288 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 209.141.953 al 31 dicembre 2003). 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

	31.12.2003					31.12.2004				
(milioni di euro)	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	361	205		466	1.032	377	199		525	1.101
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	66	15		6	87	51	19		2	72
Lavori in corso su ordinazione			433		433			404		404
Prodotti finiti e merci	1.170	416		41	1.627	1.130	482		47	1.659
Acconti	7		1	106	114				84	84
	1.604	**636**	**434**	**619**	**3.293**	**1.558**	**700**	**404**	**658**	**3.320**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 99 milioni di euro:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.2004
	107	20	(30)	2	**99**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 623 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo in conformità alle disposizioni di legge (682 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e rimanenze di gas naturale per 39 milioni di euro costituiscono riserve strategiche (stesso importo al 31 dicembre 2003); rimanenze di gas naturale per 348 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (465 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

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 1.014 milioni di euro (912 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

5 Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2003				31.12.2004			
(milioni di euro)	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	9.243	233	9.476	16	10.369	160	10.529	
- imprese controllate	121		121		55		55	
- imprese collegate	175		175		201		201	
	9.539	**233**	**9.772**	**16**	**10.625**	**160**	**10.785**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	135		135		134		134	
- imprese collegate	310		310		293		293	
- altri	34		34		176		176	
	479		**479**		**603**		**603**	
Crediti tributari	**914**	**925**	**1.839**		**740**	**881**	**1.621**	
Imposte anticipate		**2.167**	**2.167**			**2.203**	**2.203**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	7		7		8		8	
- imprese collegate	70		70		61		61	
- altri	1.796	64	1.860	11	2.245	65	2.310	43
	1.873	**64**	**1.937**	**11**	**2.314**	**65**	**2.379**	**43**
	12.805	**3.389**	**16.194**	**27**	**14.282**	**3.309**	**17.591**	**43**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 757 milioni di euro:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Accantonamenti	Utilizzazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2004
	699	86	(23)	(10)	5	**757**

I *crediti commerciali* di 10.785 milioni di euro aumentano di 1.013 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (274 milioni di euro), Petrolchimica (250 milioni di euro) ed Exploration & Production (214 milioni di euro).

I *crediti finanziari* di 603 milioni di euro (479 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 164 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2003), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 11 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2003) nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 428 milioni di euro (447 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Crediti finanziari per 175 milioni di euro sono esigibili entro 90 giorni (32 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I *crediti tributari* di 1.621 milioni di euro (1.839 milioni di euro al 31 dicembre 2003) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti tributari verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	1.024	580
. per crediti Iva	149	396
. per interessi su crediti di imposta	337	322
. per altri rapporti	97	62
	1.607	**1.360**
- Amministrazioni finanziarie estere	232	261
	1.839	**1.621**

Il decremento dei crediti di imposta sul reddito di 444 milioni di euro si riferisce principalmente all'Eni SpA (364 milioni di euro).

L'analisi delle imposte anticipate di 2.203 milioni di euro (2.167 milioni di euro al 31 dicembre 2003) è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

I crediti diversi verso altri di 2.310 milioni di euro (1.860 milioni di euro al 31 dicembre 2003) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	532	546
- compagnie di assicurazione	278	349
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	198	216
Acconti per servizi	150	215
Crediti per operazioni di *factoring*		171
Altri crediti	702	813
	1.860	**2.310**

I crediti per operazioni di *factoring* di 171 milioni di euro si riferiscono alla Serfactoring SpA che è entrata nell'area di consolidamento nel corso del 2004.

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 14,7% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta diversa dall'euro (19,7% al 31 dicembre 2003).

Al 31 dicembre 2003 e 2004 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

6 Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Partecipazioni	13	22
Azioni proprie	292	286
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	963	982
- altri titoli	312	293
	1.275	**1.275**
	1.580	**1.583**

Le *partecipazioni* di 22 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 286 milioni di euro sono rappresentate da n. 21.006.600 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). La diminuzione di n. 493.400 azioni si analizza come segue:

(milioni di euro)	Stock option	Stock grant	Totale
Azioni proprie al servizio dei piani	**15.000.000**	**6.500.000**	**21.500.000**
- diritti esercitati	(354.000)	(63.800)	(417.800)
- diritti decaduti	(72.000)	(3.600)	(75.600)
	(426.000)	**(67.400)**	**(493.400)**
	14.574.000	**6.432.600**	**21.006.600**

Al 31 dicembre 2004 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 2.174.200 *stock grant* e di n. 11.789.000 *stock option*; relativamente a queste ultime, il prezzo di esercizio è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 3.268.500 azioni), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.527.000 azioni) e di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.993.500 azioni).

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.

L'analisi per scadenza degli altri titoli di 1.275 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003) è la seguente:

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Entro novanta giorni	11	5
Entro l'esercizio successivo	119	119
Entro cinque anni	942	965
Oltre cinque anni	203	186
	1.275	**1.275**

Titoli per 474 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA (483 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

7 Ratei e risconti - attivi

(milioni di euro)	Valori al 31.12.2003	Valori al 31.12.2004
Differenziali su contratti derivati	197	324
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	222	183
Prestazioni di servizio anticipate	116	94
Interessi attivi	17	29
Disaggio su prestiti	16	14
Altri ratei e risconti attivi	280	258
	848	**902**

I differenziali su contratti derivati di 324 milioni di euro (197 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano crediti e debiti finanziari per 242 milioni di euro e altre attività e passività per 82 milioni di euro (rispettivamente 104 e 93 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Gli interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi di 183 milioni di euro (di cui 22 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 514 milioni di euro (633 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I ratei e risconti attivi a breve e a lungo termine ammontano a 624 e 278 milioni di euro (rispettivamente 557 e 291 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

8 Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di euro)		**31.12.2003**		**31.12.2004**
Capitale sociale		4.003		4.004
Riserva legale		959		959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		3.164		3.229
Altre riserve:		2.978		2.976
- riserva disponibile	3.050		3.896	
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.233		2.163	
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	62		62	
- riserva di consolidamento	31		31	
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19		19	
- riserva da avanzo di fusione			4	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	3		2	
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1		1	
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84			
- riserva per differenze cambio	(2.505)		(3.202)	
Utili portati a nuovo		13.171		15.125
Utile dell'esercizio		5.585		7.274
		29.860		**33.567**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2004 il capitale sociale dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.004.424.476 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 4.002.922.176 azioni ordinarie al 31 dicembre 2003). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 1.502.300 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2001 (n. 1.344.750 azioni) e della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro (n. 157.550 azioni, di cui n. 112.450 azioni relative al piano 2001 e n. 45.100 azioni relative al piano 2002).

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 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 da avanzo di fusione accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'EniData SpA al netto della ricostituzione delle riserve in sospensione di imposta.

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 2004 il numero delle azioni da assegnare gratuitamente è pari a n. 938.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 2.443.050 al 31 dicembre 2003).

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 investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967, ex Agip SpA, è stata riclassificata alla riserva disponibile a seguito della cessazione del regime di sospensione di imposta. La riserva era stata ricostituita a seguito della fusione dell'Agip SpA e accoglieva utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

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 2004 dell'Eni comprende riserve distribuibili per circa 23.300 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 (20 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva disponibile	Riserva per acquisto di azioni proprie	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Riserva da avanzo di fusioni	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva per differenze cambio	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**959**	**2.068**	**3.514**	**1.332**	**62**	**31**	**103**		**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**	**758**	**2.562**	**62**	**31**	**103**	**1.390**	**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				1.500					(1.390)				(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**	**3.050**	**2.233**	**62**	**31**	**103**		**3**	**1**	**(2.505)**	**13.171**	**5.585**	**29.860**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)														(2.828)	(2.828)
Destinazione utile residuo 2003				22									2.735	(2.757)	
Acquisto azioni proprie			70		(70)										
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1		(5)	5						(1)					
Costo *stock option*				3											3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA				(43)									43		
Attribuzione avanzo da fusione EniData SpA									4				(4)		
Riclassifiche				859				(84)					(775)		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(760)			(760)
Differenze cambio da conversione su distribuzione di dividendi e altre variazioni												63	(45)		18
Utile dell'esercizio														7.274	7.274
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**959**	**3.229**	**3.896**	**2.163**	**62**	**31**	**19**	**4**	**2**	**1**	**(3.202)**	**15.125**	**7.274**	**33.567**

La variazione delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro di 697 milioni di euro si riferiscono per circa 500 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 2002-2003-2004

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di euro)	2002	2003	2004	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**3.880**	**2.850**	**4.684**	**26.498**	**27.566**	**29.433**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.049	2.118	4.526	7.118	4.413	8.852
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(83)	(169)	(161)	1.131	2.873	2.745
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	1.261	1.453	(2.736)	(1.218)	(1.432)	(4.816)
- eliminazione di utili infragruppo	(1.024)	132	(103)	(2.777)	(2.409)	(2.468)
- imposte sul reddito differite e anticipate	120	(138)	1.318	120	117	1.645
- altre rettifiche	19	(92)	360	317	354	304
	5.222	**6.154**	**7.888**	**31.189**	**31.482**	**35.695**
Interessi di terzi	(629)	(569)	(614)	(2.094)	(1.622)	(2.128)
Come da bilancio consolidato	**4.593**	**5.585**	**7.274**	**29.095**	**29.860**	**33.567**

Le altre rettifiche del risultato di esercizio 2004 di 360 milioni di euro comprendono 311 milioni di euro relativi alla maggiore plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato, rispetto al bilancio di esercizio dell'Eni SpA, a seguito della vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale 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 euro)	2002	2003	2004	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004
Snam Rete Gas SpA	385	427	489	290	592	1.017
Saipem SpA	115	112	112	705	736	831
Italgas SpA (1)	124			816		
Altri	5	30	13	283	294	280
	629	**569**	**614**	**2.094**	**1.622**	**2.128**

(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 euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2003					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	**128**	**31**	**(12)**	**28**	**175**
Fondo imposte, anche differite:	**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 rischi per contenziosi	211	18	(50)	2	181
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	304	50	(61)	(75)	218
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	106	55	(24)	(16)	121
- fondo rischi finanziari	8	3	(6)		5
- fondo per esodi agevolati	42	39	(33)	17	65
- altri fondi (*)	542	269	(86)	(52)	673
	5.394	**720**	**(475)**	**(106)**	**5.533**
	8.133	**1.577**	**(1.836)**	**276**	**8.150**
31.12.2004					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	**175**	**57**	**(11)**	**9**	**230**
Fondo per imposte, anche differite:	**2.442**	**870**	**(214)**	**(330)**	**2.768**
- imposte sul reddito differite	2.260	797	(208)	(316)	2.533
- altre imposte	182	73	(6)	(14)	235
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	2.040	319	(48)	(254)	2.057
- fondo rischi ambientali	1.631	141	(136)	3	1.639
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	599	58	(26)	62	693
- fondo rischi per contenziosi	181	32	(16)	16	213
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	218	2	(21)	(20)	179
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	121	13	(15)	(28)	91
- fondo mutua assicurazione Oil		91			91
- fondo rischi finanziari	5	64		(5)	64
- fondo per esodi agevolati	65	7	(60)	24	36
- altri fondi (*)	673	465	(246)	(83)	809
	5.533	**1.192**	**(568)**	**(285)**	**5.872**
	8.150	**2.119**	**(793)**	**(606)**	**8.870**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 2.533 milioni di euro comprende le passività per imposte differite al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Le altre variazioni di 316 milioni di euro si riferiscono principalmente alla compensazione, a livello di singola impresa, del fondo imposte sul reddito differite con le imposte sul reddito anticipate (220 milioni di euro) e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (51 milioni di euro).

Passività nette per imposte differite

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite	4.032	4.560
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.772)	(2.027)
	2.260	**2.533**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(2.167)	(2.203)
	93	**330**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.132	3.778
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	448	294
- svalutazioni eccedenti di crediti	150	137
- fondo per rischi e oneri eccedenti	89	83
- plusvalenze a tassazione differita	62	46
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	21	20
- altre	130	202
	4.032	**4.560**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.869)	(2.054)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.403)	(1.124)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(760)	(855)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(818)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001	(424)	(639)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(644)	(472)
- ammortamenti non deducibili	(272)	(432)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(355)	(255)
- altre	(724)	(599)
	(7.269)	**(7.248)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.330	3.018
	(3.939)	**(4.230)**
Passività nette per imposte differite	**93**	**330**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.330 e 3.018 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004) 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 un'aliquota media del 36% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 3.413 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2005	31	22
2006	415	55
2007	944	143
2008	275	190
2009	19	23
oltre 2009		206
illimitatamente		1.090
	1.684	**1.729**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 295 milioni di euro e sono riferite principalmente alle imprese estere (206 milioni di euro); le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 73 milioni di euro.

Il *fondo per altre imposte* di 235 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 1999, 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 è il 1999.

Al 31 dicembre 2004, gli utilizzi degli altri fondi per rischi e oneri di 568 milioni di euro includono utilizzi di fondi eccedenti per 102 milioni di euro. I principali utilizzi eccedenti riguardano: (i) il fondo stanziato nell'esercizio 2002 da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA per far fronte ai conguagli retroattivi delle tariffe di stoccaggio previsti dalla delibera n. 26/2002 emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A seguito di compensazioni avvenute nel corso del 2004 con i clienti interessati si ritiene remota la possibilità di procedere a ulteriori compensazioni e si considera pertanto esuberante il fondo residuo (28 milioni di euro); (ii) 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 (26 milioni di euro). Gli altri utilizzi di fondi eccedenti riguardano diversi fenomeni di ammontare non significativo.

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 eccedenti 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 stanziato 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.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 2.057 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 (2.024 milioni di euro). Le altre variazioni di 254 milioni di euro riguardano essenzialmente il trasferimento del fondo smantellamento e ripristino siti a seguito della vendita degli *asset* minerari (221 milioni di euro) e le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (27 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 2.964 milioni di euro (2.700 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Il *fondo rischi ambientali* di 1.639 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.275 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (233 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (64 milioni di euro). Gli accantonamenti di 141 milioni di euro si riferiscono essenzialmente ai settori Refining & Marketing (122 milioni di euro) ed Exploration & Production (18 milioni di euro).

Il *fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione* di 693 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazioni SpA.

Il *fondo rischi per contenziosi* di 213 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 dismissioni e ristrutturazioni* di 179 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dalla Syndial SpA (157 milioni di euro) a fronte delle programmate operazioni di dismissione e di chiusura di siti produttivi. Le altre variazioni di 20 milioni di euro si riferiscono alla riclassifica al fondo esodi agevolati effettuata dalla Syndial SpA.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 91 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione (v. nota n. 3).

Il *fondo mutua assicurazione OIL* di 91 milioni di euro accoglie l'accantonamento della stima dell'onere relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi.

Il *fondo rischi finanziari* di 64 milioni di euro accoglie essenzialmente l'onere relativo alla cessione a British Telecom Plc del credito di 87 milioni di euro vantato verso la società collegata Albacom SpA (62 milioni di euro).

Il *fondo per esodi agevolati* di 36 milioni di euro accoglie gli oneri previsti principalmente nei settori Refining & Marketing (15 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (9 milioni di euro) e Petrolchimica (8 milioni di euro). Le altre variazioni di 24 milioni di euro si riferiscono principalmente alla riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazioni effettuata dalla Syndial SpA (20 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:

	31.12.2003				31.12.2004			
(milioni di euro)	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	3.633		3.633		2.196		2.196	
- altri finanziatori	151		151		233		233	
- rappresentati da titoli di credito	3.510		3.510		1.540		1.540	
- imprese controllate	65		65		54		54	
- imprese collegate	69		69		92		92	
	7.428		**7.428**		**4.115**		**4.115**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	79	4.714	4.793	2.898	660	4.671	5.331	2.784
- banche	373	2.845	3.218	623	227	2.327	2.554	667
- altri finanziatori	60	940	1.000	634	71	835	906	411
- rappresentati da titoli di credito		33	33					
	512	**8.532**	**9.044**	**4.155**	**958**	**7.833**	**8.791**	**3.862**
	7.940	**8.532**	**16.472**	**4.155**	**5.073**	**7.833**	**12.906**	**3.862**
Acconti								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	1.117	36	1.153		816	1	817	1
- per altri rapporti	332	1	333	1	481	1	482	1
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione	81		81		29		29	
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	1		1		5		5	
- per altri rapporti	20		20		21		21	
	1.551	**37**	**1.588**	**1**	**1.352**	**2**	**1.354**	**2**
Debiti commerciali								
- rappresentati da titoli di credito	37		37		24		24	
- fornitori	5.557	63	5.620		6.023	67	6.090	
- imprese controllate	19		19		5		5	
- imprese collegate	274		274		234		234	
	5.887	**63**	**5.950**		**6.286**	**67**	**6.353**	
Debiti tributari								
- accise e imposte di consumo	273		273		793		793	
- imposte sul reddito	1.262	74	1.336		1.213	23	1.236	
- altre imposte e tasse	648		648		508		508	
	2.183	**74**	**2.257**		**2.514**	**23**	**2.537**	
Debiti diversi								
- rappresentati da titoli di credito					16		16	
- fornitori	764		764		822	16	838	16
- imprese controllate	139		139		11		11	
- imprese collegate	255		255		311		311	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	216	1	217		229	7	236	
- altri	1.948	166	2.114	132	1.939	152	2.091	133
	3.322	**167**	**3.489**	**132**	**3.328**	**175**	**3.503**	**149**
	20.883	**8.873**	**29.756**	**4.288**	**18.553**	**8.100**	**26.653**	**4.013**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	**31.12.2003**	**31.12.2004**
Euro	3.628	2.389
Dollaro USA	3.218	1.302
Lira sterlina	84	253
Corona norvegese	278	21
Altre valute	220	150
	7.428	**4.115**

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 2,13% e del 2,49%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2003 e 2004.

I debiti finanziari a breve termine di 4.115 milioni di euro diminuiscono di 3.313 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (3.622 milioni di euro), le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (22 milioni di euro) nonché, in aumento, l'inserimento nell'area di consolidamento della Serfactoring SpA (332 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2004 l'Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 5.304 e 7.771 milioni di euro (rispettivamente 4.647 e 4.799 milioni di euro al 31 dicembre 2003). 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 2003 e 2004, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		**Scadenza a lungo termine**						
Tipo	Scadenza	2003	2004	Scad. 2005	2006	2007	2008	2009	Oltre	Totale
Verso banche:										
-mutui ordinari	**2005-2017**	2.722	2.167	151	473	380	152	348	663	2.016
-mutui a tasso agevolato	**2005-2013**	137	101	74	14	4	3	2	4	27
-altri	**2005-2007**	359	286	2	59	225				284
		3.218	**2.554**	**227**	**546**	**609**	**155**	**350**	**667**	**2.327**
Titoli di credito	**2004**	33								
Obbligazioni:										
-ordinarie	**2005-2027**	4.793	5.331	660	860	406	125	496	2.784	4.671
Altri finanziatori	**2005-2019**	1.000	906	71	108	127	52	137	411	835
		9.044	**8.791**	**958**	**1.514**	**1.142**	**332**	**983**	**3.862**	**7.833**

I debiti finanziari a lungo termine di 8.791 milioni di euro diminuiscono di 253 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (222 milioni di euro) e le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella di conto (57 milioni di euro) nonché, in aumento, il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (22 milioni di euro).

L'Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato dell'Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A - (S&P) e A3 (Moodys). Al 31 dicembre 2003 e 2004 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 865 e a 1.104 milioni di euro (di cui 300 milioni di euro legati al *rating*). Inoltre, Saipem SpA ha stipulato un accordo di finanziamento con banche per 300 milioni di euro che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. L'Eni e la Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le *obbligazioni* di 5.331 milioni di euro riguardano titoli emessi nell'ambito del programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 4.296 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 1.035 milioni di euro. L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Valuta	Scadenza		Tasso %	
(milioni di euro)			da	a	da	a
Società emittente						
Euro Medium Term Notes:						
- Eni SpA	1.500	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	851	Lira sterlina	2010	2019	4,875	5,250
- Eni Coordination Center SA	696	Euro	2005	2015		variabile
- Eni SpA	500	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	213	Dollaro USA	2005	2007		variabile
- Enifin SpA	100	Euro		2005		variabile
- Eni Coordination Center SA	95	Dollaro USA	2005	2014	4,610	6,820
- Eni Coordination Center SA	93	Yen giapponese	2008	2019	0,810	2,320
- Eni Coordination Center SA	92	Franco svizzero	2005	2007		variabile
- Eni Coordination Center SA	73	Euro	2008	2024	4,750	5,050
- Eni Coordination Center SA	52	Franco svizzero		2006		1,750
- Enifin SpA	31	Euro		2005		3,350
	4.296					
Altri prestiti obbligazionari:						
- Eni Usa Inc	294	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni Usa Inc	220	Dollaro USA		2006		7,500
- Eni Lasmo Plc (*)	212	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni Usa Inc	147	Dollaro USA		2007		6,750
- Enifin SpA	129	Euro		2005		variabile
- Eni Investment Plc	18	Lira sterlina		2005		variabile
- Eni Finance Inc	15	Dollaro USA		2005		10,300
	1.035					
	5.331					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie per 234 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 953 milioni di euro e riguardano l'Eni Coordination Center (440 milioni di euro), l'Enifin (260 milioni di euro), l'Eni USA Inc (220 milioni di euro), l'Eni Investment Plc (18 milioni di euro) e l'Eni Finance Inc (15 milioni di euro). Nel corso del 2004 sono state emesse obbligazioni per 712 milioni di euro da parte dell'Eni Coordination Center SA.

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.

	31.12.2003 (milioni di euro)	Tasso medio	31.12.2004 (milioni di euro)	Tasso medio
Euro	6.235	3,56	5.709	3,33
Dollaro USA	2.073	5,67	1.729	6,54
Lira sterlina	517	6,47	1.082	6,09
Franco svizzero	146	0,47	146	1,14
Yen giapponese	40	0,65	96	1,37
Altre valute	33	9,99	29	8,74
	9.044		**8.791**	

Al 31 dicembre 2004 l'Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 710 milioni di euro (interamente utilizzate al 31 dicembre 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 6.353 milioni di euro aumentano di 403 milioni di euro. Ha contribuito all'incremento l'inserimento nell'area di consolidamento della Serfactoring SpA (213 milioni di euro) nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (33 milioni di euro).

I *debiti tributari* di 2.537 milioni di euro aumentano di 280 milioni di euro a seguito dell'incremento delle accise e imposte di consumo (520 milioni di euro) dovuto principalmente alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto delle accise dovute sul prodotto immesso al consumo in Italia nella seconda metà del mese di dicembre; questo incremento è stato assorbito dal decremento dei debiti per imposte sul reddito e per altre imposte e tasse (240 milioni di euro).

Debiti per 332 e 274 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, 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 euro)	Valori al 31.12.2003	Valori al 31.12.2004
Differenziali su contratti derivati	127	149
Ricavi e proventi anticipati	180	126
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	99	108
Canoni di affitto	53	54
Premi delle compagnie di assicurazioni	50	47
Altri ratei e risconti passivi	270	232
	779	**716**

I *differenziali su contratti derivati* di 149 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 46 milioni di euro e altre attività e passività per 103 milioni di euro (rispettivamente 39 e 88 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 2 milioni di euro (scadenti oltre l'esercizio) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti con la Lasmo Plc (ora Eni Lasmo Plc) (4 milioni di euro al 31 dicembre 2003, di cui 2 milioni di euro a breve termine).

I ratei e risconti passivi a breve e a lungo termine ammontano a 517 e a 199 milioni di euro (rispettivamente 521 e 258 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

13 Garanzie

	31.12.2003				31.12.2004			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	7	302		309	7	532		539
Imprese collegate	30	1.685	77	1.792	72	1.834	40	1.946
Imprese consolidate	4.894	6.090		10.984	4.894	9.715		14.609
Altri		198		198	5	169		174
	4.931	**8.275**	**77**	**13.283**	**4.978**	**12.250**	**40**	**17.268**

Le *fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 2.485 milioni di euro (2.101 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.699 milioni di euro (1.473 milioni di euro al 31 dicembre 2003), di cui 731 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 (686 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e 404 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Enifin SpA a fronte del finanziamento concesso alla Spanish Egyptian Gas Co SAE, impresa controllata dalla partecipata Unión Fenosa Gas SA (238 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 214 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (iii) adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione di idrocarburi rilasciate nell'esercizio nell'interesse di Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita per 367 milioni di euro; (iv) garanzie di *performance* per 111 milioni di euro a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni SpA) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa di quest'ultima (104 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (v) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della costruzione di impianti di trattamento di idrocarburi in Libia per 17 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Il decremento di 143 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla parziale estinzione delle garanzie rilasciate a fronte dei lavori eseguiti; (vi) garanzie reali di 40 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 2003) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2004 a fronte delle suddette garanzie è di 1.825 milioni di euro (1.959 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 14.609 milioni di euro (10.984 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003) 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 CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) 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) *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali relativi all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base dei piani di investimento, in 4.601 milioni di euro (1.186

milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'aumento di 3.415 milioni di euro riguarda principalmente l'incremento delle garanzie rilasciate dall'Eni SpA nell'interesse di Agip Caspian Sea BV a fronte degli obblighi contrattuali connessi all'attività di esplorazione nella Repubblica del Kazakhstan per 3.329 milioni di euro; (iii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 2.977 milioni di euro (2.841 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (iv) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.196 milioni di euro (1.113 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (v) rischi assicurativi per 396 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (379 milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 9.882 milioni di euro (7.930 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di altri di 174 milioni di euro (198 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano essenzialmente: (i) garanzie rilasciate dall'Eni a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o società cedute per 95 milioni di euro (96 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) garanzie di *performance* rilasciate a favore dell'Unión Fenosa SA e dell'Unión Fenosa Inversiones SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA per 41 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 76 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

14 Altri conti d'ordine

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Impegni:		
- contratti derivati	11.154	11.974
- acquisto di beni	208	200
- vendita di beni	147	124
- altri	379	319
Rischi	902	1.151
	12.790	**13.768**

Gli *impegni per contratti derivati* di 11.974 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 2003 e 2004 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 324 milioni di euro (355 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano titoli per 183 milioni di euro (181 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e partecipazioni per 141 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2003). 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 2003).

Gli *altri impegni* di 319 milioni di euro (379 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano essenzialmente: (i) gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P 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 (217 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (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 90 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

PAGINA BIANCA

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.

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.

		31.12.2003	31.12.2004
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	867	745
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	6,03	5,78
- tasso medio ponderato venduto	(%)	2,26	3,19
- scadenza media ponderata	(anni)	2,97	2,26
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	1.941	1.989
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	2,25	2,32
- tasso medio ponderato venduto	(%)	2,91	3,00
- scadenza media ponderata	(anni)	3,38	2,38
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	2.882	2.929
- tasso medio ponderato venduto	(%)	4,31	4,18
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	1,77	2,25
- scadenza media ponderata	(anni)	6,64	6,37

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. Al 31 dicembre 2004 è in essere un solo contratto con scadenza 30 giugno 2006.

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 euro)	Valore nominale al 31.12.2003	Valore nominale al 31.12.2004
Contratti su cambi a termine	6.165	8.501
Opzioni	550	91
	6.715	**8.592**

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. L'incremento dei contratti su cambi a termine di 2.336 milioni di euro è dovuto principalmente a operazioni di copertura poste in essere da Enifin SpA su debiti finanziari a breve termine di Eni Coordination Center SA (1.785 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. Il decremento di 459 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'estinzione di opzioni da parte dell'attività costruzioni e perforazioni (296 milioni di euro) e del settore Gas & Power (144 milioni di euro).

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 euro)

	Valore nominale al 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Valuta	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.019	2.955	622	4.024
Lira sterlina	1.432	342	3.065	107
Corona norvegese	140	299	267	162
Euro	100	126	71	113
Yen	99	11	97	2
Franco svizzero	177	1	51	1
Altre valute	3	11	7	3
	2.970	**3.745**	**4.180**	**4.412**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati al fine di gestire essenzialmente 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 vendite di gas naturale a prezzo fisso, a fronte del costo di acquisto variabile indicizzato a un paniere di prodotti petroliferi i cui prezzi sono quotati sui mercati internazionali.

Nell'ambito dell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi, sono stati stipulati contratti derivati al fine di gestire i rischi connessi alla variabilità dei prezzi di mercato nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita dei prodotti finiti.

La scadenza dei contratti è inferiore a un anno.

La tabella che segue riepiloga i contratti derivati su merci in essere al 31 dicembre 2003 e 2004.

		Valore nominale al 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Greggi	(barili)	6.629.544	1.146.000	1.497.121	2.949.000
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	159.849	381.200	434.150	287.411
Prodotti petroliferi	(galloni)		104.580		4.620
Energia elettrica	(megawattora)			804.507	

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 ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è ragionevolmente stimabile.

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 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 eseguito gli 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 bonificare il 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. Il 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 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. Il giudice del procedimento ha ritenuto chiusa l'attività istruttoria e la causa pronta per essere decisa nel merito. Si attende entro luglio 2005 la sentenza. Relativamente al valore da attribuire al sequestro conservativo (fino a 19 milioni di euro), il Tribunale ha chiesto all'Eni di 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 stato stipulato il 15 aprile 2004 e depositato in giudizio. L'Eni, al fine di non perdere alcuna garanzia patrimoniale a fronte del suo credito verso Grifil, pur sostenendo i costi di bonifica, ha esercitato e formalmente trascritto presso la conservatoria dei registri immobiliari contro quest'ultima anche un'azione revocatoria ordinaria atta a impedire, nelle more del giudizio di merito, la possibilità di Grifil di vendere a terzi il terreno di sua proprietà oggetto di disinquinamento. Recentemente, a seguito di più approfondite indagini sull'effettivo stato di inquinamento del terreno, la primaria società internazionale incaricata ha comunicato che, allo stato, il costo stimato della bonifica ammonta a circa 45 milioni di euro che trova copertura nello specifico fondo rischi.

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato 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 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 dell'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. L'udienza preliminare è fissata per il 24 maggio 2005.

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 DPR n. 203/1988. L'indagine è sfociata 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.

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 costituiti persone offese. Il 17 gennaio 2005 si è concluso il secon-

do 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.

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. Con provvedimento del 1° giugno 2004 sono stati dissequestrati tutti i serbatoi della raffineria che il 17 aprile 2003 erano stati posti sotto sequestro, a eccezione di 5.

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, il 12 maggio 2004 si è svolta la prima udienza relativa al giudizio immediato. Il giudizio è in corso.

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 del 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, su istanze della Raffineria di Gela SpA, al dissequestro di 42 serbatoi e al riavvio delle attività dal 19 gennaio 2004. Con successivi provvedimenti sono stati dissequestrati dal Pubblico Ministero altri 38 serbatoi. Al 31 dicembre 2004 rimangono sotto sequestro 12 serbatoi.

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. 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. L'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, l'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 dell'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 l'Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo.

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. Sono in corso le analisi di campioni di terreno prelevati sia in Loreo sia presso lo stabilimento EniPower di Mantova.

Polimeri Europa SpA

Nel 2002 la Procura di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti scarichi idrici fuori norma riferibili alle attività dello stabilimento di Gela di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA e Raffineria di Gela SpA. Nel gennaio 2005 il giudice per le indagini preliminari, su richiesta del pubblico ministero, ha disposto l'archiviazione per tutti gli indagati.

Davanti al Tribunale di Gela si sono svolti due procedimenti penali connessi, uno relativo all'attività del Forno F3001 e l'altro all'attività dell'impianto ACN (utilizzo del residuo FOK) entrambi conclusi con sentenza di condanna degli imputati. Nel procedimento relativo al Forno F3001 è stato disposto il rinvio al giudice civile per la liquidazione del danno ambientale a favore della Provincia di Caltanissetta. La sentenza è impugnabile.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio davanti al 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 e, al riguardo, sussiste l'obbligo della Edison SpA 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 manifestatisi successivamente.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti al 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. Con sentenza del 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha assolto con formula piena 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. Con sentenza del 15 dicembre 2004 la Corte di Appello di Venezia ha sostanzialmente confermato la sentenza di primo grado riformandone solo alcuni punti marginali. Per quanto riguarda alcuni imputati dell'Eni Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in ordine ad alcune contravvenzioni al DPR 962/73 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. 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 avanti 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 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. 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. Durante il 2004 il giudizio è proseguito con il deposito di memorie istruttorie delle parti; la causa è stata rinviata al 15 aprile 2005. La pretesa risarcitoria della Provincia e, conseguentemente, quella in rivalsa di EVC Italia nei confronti di EniChem e di Ambiente non sono state quantificate.

Il 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. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione inizialmente contestati.

Con atto di citazione notificato il 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 stimati 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 limi-

trofi. Il 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. 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 il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria conveniva 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 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 al 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.

Con atto di citazione notificato nell'ottobre 2004 la Sitindustrie ha instaurato un giudizio analogo al precedente, con le medesime domande nei confronti della Syndial, relativamente al ramo d'azienda per la produzione di prodotti e semilavorati in rame e leghe, sito in Pieve Vergonte.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003 il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al 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 asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 23 settembre si è svolta l'udienza di comparizione delle parti nella quale il giudice ha assegnato il termine per la presentazione di memorie. All'udienza del 25 marzo 2005, il giudice si è riservato di decidere sulle prove dedotte dalle parti.

Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale l'EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 78,5 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È in corso di svolgimento una consulenza che, secondo il quesito posto dal Giudice, dovrà determinare l'eventuale danno ambientale procurato al sito.

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 ha contestato 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 ha discusso l'appello il 19 maggio 2004; nel corso della discussione, l'Amministrazione finanziaria, in considerazione della favorevole conclusione definitiva della controversia relativa all'esercizio 1992, ha riconosciuto la correttezza del comportamento della Società. La Commissione tributaria regionale di Milano con sentenza depositata il 14 giugno 2004 ha rigettato l'appello dell'Ufficio.

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. Al riguardo 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 dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta 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) di 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. 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. Con provvedimento del 26 novembre 2004 il Direttore Regionale della Puglia ha accolto le ragioni della Società ponendo fine al contenzioso in essere con l'annullamento in autotutela dei 147 avvisi di accertamento contestati.

Il 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) di 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 ha le stesse motivazioni già eccepite dalla Dogana di Taranto respinte dal provvedimento con il quale il Direttore Regionale ha posto fine al contenzioso in sede amministrativa.

Agip Karachaganak BV

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazake hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti VAT in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004, le contestazioni originarie si sono ridotte a 22 milioni di dollari in quota Eni; proseguono gli incontri per la definizione delle contestazioni residue. L'Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

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 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, 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 (TAR) per la Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe di trasporto 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 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 TAR nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, il 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 inizialmente ha invitato il Governo italiano a trasmettere le proprie osservazioni in merito e successivamente, con proprio parere motivato del 7 luglio 2004 ha formalmente chiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, non ha provveduto all'abrogazione del tributo; pertanto il 20 dicembre 2004 la Commissione Europea ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. Relativamente agli aspetti tributari, 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 10,8 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La Regione Sicilia il 4 maggio 2004 ha dato esecuzione alla sentenza contro la quale il 2 aprile 2004 aveva presentato ricorso avanti alla Commissione Tributaria Regionale di Palermo che, con sentenza depositata il 4 marzo 2005 ha disposto il rigetto dell'appello presentato dalla Regione Sicilia e confermato il giudizio di 1° grado di illegittimità del tributo ambientale. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate successivamente all'aprile 2002 (75,3 milioni di euro), la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2005, ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle somme pagate da Snam Rete Gas, oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. Il 3 novembre 2003, la Regione Sicilia, a seguito della procedura di liquidazione della dichiarazione annuale sul tributo presentata da Snam Rete Gas per l'anno 2002, ha notificato alla Società un avviso di liquidazione per imposta, sanzioni e interessi (pari complessivamente a 14,2 milioni di euro), a fronte dell'omesso pagamento della rata di dicembre 2002. Il 30 dicembre 2003 Snam Rete Gas ha presentato ricorso e contestuale istanza di sospensione della riscossione contro l'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia avanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Quest'ultima, con sentenza depositata il 25 giugno 2004 ha accolto il ricorso di Snam Rete Gas disponendo l'annullamento dell'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia. Contro la decisione della Commissione Tributaria Provinciale la Regione Sicilia ha presentato ricorso il 13 settembre 2004. Con sentenza del 7 marzo 2005 la Commissione Tributaria Regionale di Palermo riunitasi il 10 febbraio 2005 ha disposto il rigetto dell'appello e confermato il giudizio di 1° grado favorevole alla società. L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo fosse ritenuto illegittimo nelle altre 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.

Altri 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) 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 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno agito a loro volta 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 40 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 risarci-

mento del danno in favore di Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. In particolare, previo rinnovo o integrazione della Consulenza tecnica di ufficio, Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. Il 15 luglio si è svolta l'udienza di prima comparizione e all'udienza del 13 gennaio 2005 il Giudice ha rinviato la causa all'udienza collegiale del 16 marzo 2007. Per le restanti domande non decise con l'anzidetta sentenza parziale, il Tribunale di Roma si è riservato di decidere in merito alla richiesta avanzata da Agrifactoring di sospensione dell'istruttoria sino alla definizione del giudizio di appello, ex art. 279 codice di procedura civile. All'udienza del 10 dicembre 2004, il Giudice ha trattenuto la causa in decisione assegnando alle parti i termini di legge per il deposito delle comparse conclusionali e per le repliche.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel corso del 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta avanti 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. Nel corso del 2004 si è conclusa l'istruttoria, l'udienza per la precisazione delle conclusioni è stata fissata per il 26 maggio 2005.

Snamprogetti SpA

Nel dicembre 2002 la Snamprogetti SpA aveva 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. Nel dicembre 2004 Fertinitro e Snamprogetti hanno raggiunto un accordo transattivo che prevede: (i) l'accettazione finale dell'impianto; (ii) la restituzione della *Stand-by Letter of Credit*; (iii) la compensazione tra le parti dei crediti per la concessione delle licenze vantati da Snamprogetti con il riconoscimento a Fertinitro di un conguaglio di 6,5 milioni di dollari USA; (iv) la rinuncia di entrambe le parti a tutte le richieste/*claims* avanzati nell'arbitrato stesso. Nel dicembre 2004 Snamprogetti ha eseguito l'accordo.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

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 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.

Con provvedimento del 9 dicembre 2004, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria avente a oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*). Il procedimento è stato aperto nei confronti di sei società petrolifere nazionali, tra cui l'Eni, e di alcune società, controllate congiuntamente dalle società petrolifere, che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma Fiumicino, Milano Linate e Milano Malpensa. L'istruttoria è volta ad accertare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, che consisterebbe nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree. Il termine di conclusione del procedimento è fissato per il 31 marzo 2006.

I procedimenti promossi dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione ad asseriti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza (BluGas, concluso nell'ottobre 2004, e Trans Tunisian Pipeline Co avviato nel febbraio 2005) sono indicati nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Regolamentazione" e si considerano parte integrante delle presenti note.

GNL Italia SpA

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con delibera n. 16/2004 pubblicata il 16 febbraio 2004, ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di GNL Italia SpA in merito al rifiuto opposto alla società Gas Natural Vendita Italia SpA all'accesso, su base annuale, al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia per quantitativi di circa 220 milioni di metri cubi di gas naturale. Il 19 novembre 2003 GNL Italia aveva inviato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una comunicazione, ai sensi dell'art. 24 comma 3 del D.Lgs. n. 164/2000, a seguito della richiesta della società Gas Natural Vendita Italia SpA di disporre di un servizio di rigassificazione su base continua presso il terminale di Panigaglia per quantitativi di circa 220 milioni di metri cubi di gas naturale. GNL Italia aveva riscontrato la richiesta precisando che presso il terminale di Panigaglia era disponibile capacità di rigassificazione esclusivamente su base *spot*, perché la capacità di tipo continuo era stata interamenre conferita all'Eni SpA in relazione al Contratto di rigassificazione stipulato in data 29 gennaio 2002, e sottoposto a verifica da parte dell'Autorità con l'adozione della delibera n. 38/2002. Il 22 luglio 2004 l'Autorità, con delibera n. 120/2004, ha ordinato a GNL Italia di concedere l'accesso al servizio di rigassificazione a Gas Natural Vendita Italia e ha avviato un'istruttoria formale ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2 comma 20 lettera c) della legge n. 481/1995 per violazione degli artt. 14 e 15 della delibera dell'Autorità n. 120/2001 e della delibera dell'Autorità n. 38/2002. Al fine di dare esecuzione alle prescrizioni della delibera n. 120/2004, impregiudicato ogni diritto di impugnativa della medesima, GNL Italia ha provveduto a: (i) ottenere da Eni la disponibilità a utilizzare la programmazione contrattuale delle discariche in modo da consentire l'accesso a Gas Natural Vendita Italia nei mesi di agosto e settembre con il vincolo di una discarica al mese; (ii) assegnare capacità di rigassificazione a Gas Natural Vendita Italia sottoscrivendo uno specifico contratto di rigassificazione che ha permesso di effettuare nell'anno termico 2003-2004 due discariche rispettivamente nel mese di agosto e settembre 2004. Il 19 novembre 2004 l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia avverso la delibera 120/2004. Tale ricorso, che ha per oggetto in particolare le disposizioni dell'Autorità per l'accesso di terzi al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia, è tuttora pendente. Il 12 gennaio 2005 con delibera n. 2, l'Autorità, a conclusione dell'istruttoria avviata con la delibera 120/2004, ha comminato la sanzione di 50 mila euro.

Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

Nel dicembre del 2002 sono state avviate indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust commesse nel settore degli elastomeri. Tali indagini sono state avviate contestualmente dalle autorità statunitensi e da quelle europee. Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M: la Commissione Europea, a seguito di un'ispezione condotta presso le aziende produttrici, tra cui Polimeri Europa e Syndial, ha chiesto ulteriori informazioni alle due società e anche alla società controllante Eni SpA. A completamento delle indagini, la Commissione ha deciso di aprire la procedura per l'accertamento della presunta infrazione e l'8 marzo 2005 ha notificato a Eni, Polimeri Europa e a Syndial la comunicazione degli addebiti, atto introduttivo di tale procedura. L'EP(D)M è stato oggetto d'indagine anche negli Stati Uniti, dove l'autorità procedente in sede penale è il *Department of Justice* (*DOJ*) di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Le indagini sono ancora in corso. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR e SBR. I prodotti BR, SBR e SSBR sono oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Per gli altri due prodotti si attendono le determinazioni della Commissione. Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class actions* in sede civile. Relativamente al CR l'indagine è in corso solo negli Stati Uniti: il DOJ ha ottenuto la cooperazione degli altri due concorrenti presenti sul mercato americano e anche Polimeri Europa e Syndial hanno deciso di cooperare. Il caso è prossimo alla conclusione. Relativamente al CR sono in corso azioni in sede civile per il risarcimento del danno. A fronte di questo contenzioso l'Eni ha stanziato un fondo.

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 applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti 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.

Distribuidora de Gas Cuyana SA

L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata dell'Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni standard ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. Al momento non è possibile quantificare eventuali effetti negativi sui risultati operativi tenuto conto che il procedimento è nella fase iniziale.

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 sono indicati nelle "Informazioni sulla gestione - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Approvvigionamenti di gas naturale" e si considerano parte integrante delle presenti note.

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, quali quelli derivanti dal 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 e dal decreto legislativo in materia di autorizzazione ambientale integrata (IPPC) approvato e in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, nonché gli effetti che potranno derivare dall'emanando decreto legislativo di recepimento della direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, e dai decreti legislativi che saranno emanati in attuazione: a) della legge 15 dicembre 2004, n. 308 che ha delegato il Governo al riordino, entro 18 mesi, della normativa in materia di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche, tutela risarcitoria contro i danni ambientali, procedure per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per la valutazione ambientale strategica (VAS), nonché tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera; b) della legge comunitaria 2004, attualmente all'esame del Senato in seconda lettura, per il recepimento della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità (*Emission Trading*), e della direttiva 2004/35/CE relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale; (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 euro)	2002	2003	2004
Exploration & Production	5.649	5.786	6.285
Gas & Power	14.673	15.615	16.806
Refining & Marketing	36.020	37.501	42.280
Petrolchimica	3.770	4.050	4.919
Ingegneria e Costruzioni	2.935	4.255	4.508
Altre attività	700	444	477
Corporate e società finanziarie	125	159	119
	63.872	**67.810**	**75.394**

A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA i ricavi dell'attività informatica relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

Aree geografiche di destinazione

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	36.587	37.878	40.012
Resto dell'Unione Europea	12.010	13.835	16.985
Resto dell'Europa	3.868	3.515	4.174
Africa	3.409	3.533	4.392
Americhe	5.340	5.782	5.821
Asia	2.630	3.183	3.465
Altre Aree	28	84	545
	63.872	**67.810**	**75.394**

I ricavi per area geografica di destinazione relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati per tenere conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare, sono stati riclassificati rispettivamente 524 e 1.076 milioni di euro dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea".

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 euro)	2002	2003	2004
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	63.872	67.810	75.394
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1.127	1.150	1.108
a dedurre:			
- accise	(13.139)	(13.520)	(14.060)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.511)	(1.490)	(1.763)
- prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(1.566)	(1.505)	(1.175)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)	(958)	(1.122)
	47.922	**51.487**	**58.382**

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 euro)	2002	2003	2004
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	198	109	413
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	86	111	94
Locazioni e affitti di azienda	116	103	93
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	56	54	89
Risarcimento danni	22	73	82
Differenziali su contratti derivati	50	49	61
Proventi relativi al personale	53	47	40
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante (1)	101	30	21
Contributi in conto esercizio	26	11	10
Altri proventi	425	362	453
Totale come da schema di conto economico legale	**1.133**	**949**	**1.356**
a dedurre:			
- rimborso di costi per personale	(53)	(36)	(35)
- rimborso *royalties*			(23)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**1.080**	**913**	**1.298**

(1) Riguarda l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti.

Le plusvalenze da vendite di immobilizzazioni di 413 milioni di euro si riferiscono principalmente al settore Exploration & Production (393 milioni di euro) e riguardano essenzialmente la vendita di *asset* minerari (371 milioni di euro).

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 euro)	2002	2003	2004
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.229	26.449	30.539
Costi per servizi	8.614	10.431	10.675
Costi per godimento di beni di terzi	1.454	1.407	1.600
Svalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	95	122	85
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	17	38	6
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(216)	48	(171)
Accantonamenti per rischi	114	118	94
Altri accantonamenti	413	342	499
Oneri diversi di gestione	14.092	14.371	14.934
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**49.812**	**53.326**	**58.261**
a dedurre:			
- accise	(13.139)	(13.520)	(14.060)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.511)	(1.490)	(1.763)
- prestazioni nell'interesse di *partner* per attività in *joint venture*	(1.566)	(1.505)	(1.175)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)	(958)	(1.122)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(842)	(1.277)	(1.010)
- rimborso *royalties*			(23)
- costi per personale in comando		(10)	(16)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**31.893**	**34.566**	**39.092**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 6, 19 e 26 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 508, 538 e 744 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per rischi e oneri ambientali per 16, 36 e 40 milioni di euro e accantonamenti per contenziosi per 21, 18 e 32 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 179, 166 e 311 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 19, 20 e 19 milioni di euro e alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 63, 16 e 58 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.146, 13.577 e 14.154 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (146, 116 e 162 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004).

Costi per il personale

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Salari e stipendi	2.441	2.412	2.481
Oneri sociali	650	693	672
Trattamento di fine rapporto	121	126	124
Trattamento di quiescenza e simili	15	31	58
Altri costi	119	91	99
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**3.346**	**3.353**	**3.434**
a incremento:			
- costi per personale in comando		10	16
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(53)	(36)	(35)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(190)	(161)	(151)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**3.103**	**3.166**	**3.264**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1.423	1.266	1.043
- immobilizzazioni materiali	3.543	3.447	3.525
	4.966	**4.713**	**4.568**
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni immateriali	95	30	2
- immobilizzazioni materiali	447	411	293
	542	**441**	**295**
Totale come da schema di conto economico legale	**5.508**	**5.154**	**4.863**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(3)	(2)
Totale come da conto economico riclassificato	**5.504**	**5.151**	**4.861**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 3,500, 4,500 e 4,500 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,555, 0,641 e 0,688 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

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 euro)	2002	2003	2004
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	32	22	72
Plusvalenze da vendite	55	39	36
Altri	17	11	3
	104	**72**	**111**
Rivalutazioni di partecipazioni	184	189	200
	288	**261**	**311**

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo.

Le *plusvalenze da vendite* di 36 milioni di euro, riguardano essenzialmente la vendita del 2,33% della Nuovo Pignone Holding SpA (23 milioni di euro).

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 euro)	2002	2003	2004
Altri proventi finanziari			
Proventi su contratti derivati finanziari	134	117	173
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	96	58	88
Interessi su crediti verso banche	113	82	59
Proventi su titoli	44	34	31
Interessi su crediti di imposta	33	24	17
Altri proventi finanziari	131	150	106
	551	**465**	**474**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	5	5	8
	556	**470**	**482**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Interessi e altri oneri finanziari			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	204	219	247
Interessi e altri oneri verso banche	243	199	166
Oneri su contratti derivati finanziari	114	113	139
Oneri su partecipazioni	36	45	9
Altri interessi e oneri finanziari	140	167	172
	737	**743**	**733**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	209	233	73
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	36	12	5
	245	**245**	**78**
	982	**988**	**811**

Gli altri interessi e oneri finanziari di 172 milioni di euro comprendono lo stanziamento al fondo rischi relativo alla cessione a British Telecom Plc del credito di 87 milioni di euro vantato verso la società collegata Albacom SpA (62 milioni di euro).

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).

Utili e perdite su cambi

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utili su cambi	1.948	2.332	2.127
Perdite su cambi	(1.978)	(2.332)	(2.129)
	(30)		**(2)**

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	41	84	140
- impianti e macchinario	3	2	14
	44	**86**	**154**

18 Proventi e oneri straordinari

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Proventi straordinari			
Plusvalenze da vendite	257	290	661
Altri proventi straordinari	112	273	44
	369	**563**	**705**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- oneri e stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(157)	(248)	(601)
- incentivazione esodi	(114)	(116)	(54)
- svalutazioni e minusvalenze	(55)	(66)	(20)
	(326)	**(430)**	**(675)**
Altri oneri straordinari	(72)	(84)	(86)
	(398)	**(514)**	**(761)**
	(29)	**49**	**(56)**

Le *plusvalenze da vendite* di 661 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (519 milioni di euro); (ii) la vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (94 milioni di euro); (iii) la vendita del ramo di azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (27 milioni di euro); (iv) la vendita di stazioni di servizio nel settore Refining & Marketing (12 milioni di euro).

Gli *oneri e stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 601 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) oneri ambientali nella Syndial SpA (162 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (141 milioni di euro); (ii) l'accantonamento al fondo rischi e spese future della stima dell'onere relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi (fortemente influenzata dal livello eccezionale dei sinistri verificatesi nel 2004) che sarà liquidato nei prossimi cinque esercizi (91 milioni di euro); (iii) oneri per

passività ritenute probabili in relazione alle garanzie rilasciate in occasione di operazioni di dismissione nel settore Refining & Marketing (64 milioni di euro); (iv) accantonamenti al fondo rischi per un contenzioso fiscale in Angola (39 milioni di euro) e oneri di ristrutturazione (14 milioni di euro) riferiti al processo di razionalizzazione delle attività nel Regno Unito nel settore Exploration & Production; (v) interventi di ristrutturazioni di siti inattivi della Syndial SpA (20 milioni di euro).

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 54 milioni di euro riguardano principalmente i settori Refining & Marketing (20 milioni di euro), Gas & Power (10 milioni di euro) e Petrolchimica (6 milioni di euro), nonché l'aggregato Corporate e società finanziarie (11 milioni di euro).

Le *svalutazioni e minusvalenze* di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di solventi di Fornovo a seguito della riorganizzazione delle attività (18 milioni di euro).

19 Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.451	1.583	1.138
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	2.040	2.296	3.127
- altre imprese estere	163	201	231
	3.654	**4.080**	**4.496**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte			(39)
	3.654	**4.080**	**4.457**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(542)	(904)	184
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	53	67	13
- altre imprese estere	(38)	(2)	(1)
	(527)	**(839)**	**196**
	3.127	**3.241**	**4.653**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.138 milioni di euro riguardano l'Ires per 863 milioni di euro, l'Irap per 262 milioni di euro e imposte estere per 13 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 37,1% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,5% che risulta applicando l'aliquota del 33% (Ires) 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:

(%)	2002	2003	2004
Aliquota teorica	**42,1**	**39,9**	**38,5**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	2,7	7,4	5,4
- differenze permanenti	0,8	(0,2)	(0,9)
- rivalutazione di imposte anticipate			(1,0)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001		(3,1)	(2,0)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(4,7)	(3,6)	(2,1)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(4,9)	(1,4)	
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)		(4,4)	
- altre motivazioni	1,5	(0,1)	(0,8)
	(4,6)	**(5,4)**	**(1,4)**
	37,5	**34,5**	**37,1**

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2004 comprendono la plusvalenza conseguita dalla vendita di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (1,4%). 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 mediante il versamento dell'imposta sostitutiva del 9%. Nel corso del 2004 sono state rilevate imposte anticipate sulle rimanenze di gas naturale in precedenza svalutate perché il loro recupero non veniva considerato ragionevolmente certo considerato che la legge 170/1974 non prevedeva un limite al rinnovo delle concessioni di stoccaggio; la recente legge 239/2004 stabilisce che i titolari delle concessioni di stoccaggio possono usufruire di non più di due proroghe di 10 anni e, in relazione a ciò, è venuto meno il dubbio sulla ragionevole certezza del recupero d'imposta. La rivalutazione di imposte anticipate è conseguente all'inclusione della Syndial SpA nel Consolidato fiscale nazionale che ha consentito la rilevazione di imposte anticipate riferite essenzialmente a fondi rischi e a svalutazioni di immobilizzazioni materiali non dedotti. L'effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni, relativo all'esercizio 2003, 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 operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie mediante il versamento dell'imposta sostitutiva del 19%.

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 2003 e 2004 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 2002 e 2003. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 3.828.447.971, di 3.779.938.557 e di 3.771.692.584 rispettivamente negli esercizi 2002, 2003 e 2004.

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.

21 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e per 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

A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA le informazioni per settore di attività relative all'attività informatica per gli esercizi 2002 e 2003 sono state riclassificate dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Totale
2002								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	12.877	15.297	21.546	4.516	4.546	1.449	586	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.795)	(623)	(1.037)	(746)	(479)	(748)	(467)	
Ricavi da terzi	4.082	14.674	20.509	3.770	4.067	701	119	47.922
Risultato operativo	5.175	3.244	321	(126)	298	(214)	(196)	8.502
Attività direttamente attribuibili [b]	23.686	12.482	7.634	2.821	5.026	901	327	52.877
Attività non direttamente attribuibili								12.931
Passività direttamente attribuibili [c]	4.764	2.969	2.861	631	2.741	2.221	887	17.074
Passività non direttamente attribuibili								20.383
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.615	1.313	545	145	232	119	79	8.048
Ammortamenti e svalutazioni	(3.884)	(512)	(494)	(231)	(267)	(53)	(63)	(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	1.178	700	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.468)	(450)	(621)	(438)	(897)	(733)	(538)	
Ricavi da terzi	4.278	15.617	21.527	4.049	5.409	445	162	51.487
Risultato operativo	5.746	3.627	583	(176)	311	(293)	(281)	9.517
Attività direttamente attribuibili [b]	23.433	15.824	8.025	2.523	5.361	856	614	56.636
Attività non direttamente attribuibili								10.700
Passività direttamente attribuibili [c]	4.629	3.007	2.835	612	3.463	2.139	984	17.669
Passività non direttamente attribuibili								21.349
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.681	1.760	730	141	278	70	142	8.802
Ammortamenti e svalutazioni	(3.360)	(567)	(494)	(248)	(271)	(107)	(104)	(5.151)
Interessi attivi	37	7	18	1	21	3	110	197
Interessi passivi	(141)	(20)	(16)	(7)	(14)	(2)	(374)	(574)
2004								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	15.349	17.258	26.094	5.417	6.494	1.279	851	
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.231)	(450)	(759)	(499)	(888)	(800)	(733)	
Ricavi da terzi	5.118	16.808	25.335	4.918	5.606	479	118	58.382
Risultato operativo	8.017	3.463	965	271	260	(244)	(269)	12.463
Attività direttamente attribuibili [b]	23.348	16.998	8.330	2.799	5.191	709	1.166	58.541
Attività non direttamente attribuibili								10.571
Passività direttamente attribuibili [c]	4.406	3.121	3.175	630	3.174	2.073	1.615	18.194
Passività non direttamente attribuibili								18.452
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.912	1.446	669	99	209	48	120	7.503
Ammortamenti e svalutazioni	3.286	579	469	109	251	60	107	4.861
Interessi attivi	30	5	9	1	10	2	144	201
Interessi passivi	(118)	(17)	(10)	(4)	(22)	(1)	(403)	(575)

(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 euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
2002								
Attività direttamente attribuibili [a]	24.524	7.150	3.519	9.122	3.432	4.385	745	52.877
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.396	567	284	2.497	721	1.333	250	8.048
2003								
Attività direttamente attribuibili [a]	27.355	7.229	3.466	10.509	2.921	4.801	355	56.636
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.708	1.067	302	3.026	369	795	535	8.802
2004								
Attività direttamente attribuibili [a]	28.578	8.540	2.843	10.927	2.288	5.086	279	58.541
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.613	370	387	2.626	356	1.073	78	7.503

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per area geografica relative agli esercizi 2002 e 2003 sono state riclassificate per tener conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare sono stati riclassificati dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea" rispettivamente 344 e 539 milioni di euro per le "Attività direttamente attribuibili" e 21 e 32 milioni di euro per gli "Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali".

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	23.797	25.491	27.096
Resto dell'Unione Europea	8.974	10.785	13.469
Resto dell'Europa	4.188	3.303	3.743
Africa	2.478	5.854	4.105
Americhe	5.317	2.778	5.790
Asia	3.154	3.245	3.631
Altre aree	14	31	548
	47.922	**51.487**	**58.382**

I ricavi per area geografica di destinazione relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati per tenere conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare, sono stati riclassificati rispettivamente 524 e 790 milioni di euro dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea".

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 2003 e 2004 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 dell'1,375% 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 2003 e 2004 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti.

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli e partecipazioni non immobilizzate [1]	1.300	1.317	1.315	1.345
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve [2]	8.826	9.099	8.610	8.824

(1) Il valore contabile è decrementato delle azioni proprie e dei titoli scadenti entro 90 giorni.
(2) 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 ad attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	22	72	39	39
- passività	(17)	(117)	(18)	(135)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	175	289	277	344
- passività	(104)	(71)	(118)	(46)

23 Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con la comunicazione 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 euro)

Denominazione	31.12.2004 Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	2004 Costi Beni	Costi Servizi	Ricavi Beni	Ricavi Servizi
Imprese collegate								
Agip Oil Co Ltd	4	163				53		
Albacom SpA	8	14			3	35		8
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	18				68		3
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		39			2	791	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	10						108	
Blue Stream Pipeline Co BV	43	10				121		5
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	13						141	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	30	30		100	1.043	10	412	9
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16						45	
Karachaganak Petroleum Operating BV	21	12				104		42
Petrobel Belayim Petroleum Co		83				240		
Promgas SpA	27	23			230		259	
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245	62	
Supermetanol CA		24			79	10		
Superoctanos CA		55			212	11		1
Trans Austria Gasleitung GmbH		15				167		3
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9				51		
Transitgas AG		2				59		
Unión Fenosa Gas SA			111					1
Altre (*)	83	70	98		11	85	105	16
	262	**571**	**209**	**100**	**1.580**	**2.050**	**1.133**	**88**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Eni BTC Ltd			143					
Eni Gas BV	30	40	17			5		1
Eni Middle East BV			367					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	1	1				90		
Altre (*)	32	4	10		5	22	2	20
	63	**45**	**537**		**5**	**117**	**2**	**21**
	325	**616**	**746**	**100**	**1.585**	**2.167**	**1.135**	**109**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	234	3			2	20	1.287	350
	559	**619**	**746**	**100**	**1.587**	**2.187**	**2.422**	**459**

(*) 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 29 e 28 milioni di euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004.

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, 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 Torino SpA;
- la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio 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 dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd nonché, limitatamente alla Blue Stream Pipeline Co BV, la fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni dell'Eni; i rapporti relativi all'acquisizione di servizi di trasporto gas sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito; i rapporti relativi alla fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni dell'Eni sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- 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 compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung 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;
- la garanzia rilasciata alla società Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita.

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 euro)

	31.12.2004			2004	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV		2	768		29
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			250		
Planta de Regasificaciòn de Sagunto SA			65		
Raffineria di Milazzo ScpA			107		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			404		9
Trans Austria Gasleitung GmbH	389				9
Altre (*)	52	90	55	6	8
	463	**92**	**1.737**	**6**	**55**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	197				9
Altre (*)	68	54	2	4	2
	265	**54**	**2**	**4**	**11**
	728	**146**	**1.739**	**10**	**66**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- la concessione di finanziamenti e di garanzie alla società Albacom SpA;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Planta de Regasificaciòn de Sagunto SA, Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE;
- 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		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Dirigenti	1.484	1.634	1.747	4	1	2
Quadri	9.352	10.285	10.454	17	33	62
Impiegati	33.940	35.964	35.461	306	279	304
Operai	30.336	30.303	25.897	364	92	83
	75.112	**78.186**	**73.559**	**691**	**405**	**451**

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. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

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 euro)	31.12.2003	31.12.2004
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti [a]	1.623	1.264
Titoli [b]	1.277	1.292
Crediti [c]	12.877	14.204
Rimanenze:		
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	*1.604*	*1.558*
- prodotti chimici	*636*	*700*
- lavori in corso su ordinazione di contratti a lungo termine	*434*	*404*
- altre	*619*	*658*
Totale rimanenze	3.293	3.320
Ratei e risconti attivi [d]	533	602
Totale attività correnti	**19.603**	**20.682**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	36.360	37.616
Crediti [e]	2.320	1.999
Partecipazioni	3.160	3.282
Immobilizzazioni immateriali	3.610	3.190
Altre attività [f]	2.283	2.343
Totale attività non correnti	**47.733**	**48.430**
TOTALE ATTIVITÀ	**67.336**	**69.112**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	7.428	4.115
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine [g]	490	936
Debiti commerciali	5.887	6.286
Anticipi	1.551	1.352
Debiti tributari	2.183	2.514
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	3.841	3.845
Totale passività correnti	**21.380**	**19.048**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine [g]	8.336	7.674
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	555	590
Fondi per rischi e oneri	5.708	6.102
Fondo imposte	2.442	2.768
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	597	464
Totale passività non correnti	**17.638**	**17.598**
TOTALE PASSIVITÀ	**39.018**	**36.646**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.622**	**2.128**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro (4.002.922.176 azioni al 31 dicembre 2003)	4.003	4.004
Riserve	20.272	22.289
Azioni proprie in portafoglio [i]	(3.164)	(3.229)
Utile del periodo	5.585	7.274
Totale patrimonio netto dell'Eni	**26.696**	**30.338**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**67.336**	**69.112**

(a) Comprende le disponibilità liquide, i crediti finanziari iscritti 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 sul 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 euro)	2002	2003	2004
Ricavi			
Ricavi netti della gestione caratteristica	47.922	51.487	58.382
Altri ricavi e proventi	1.080	913	1.298
Totale ricavi	**49.002**	**52.400**	**59.680**
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.893	34.566	39.092
Costo lavoro	3.103	3.166	3.264
Ammortamenti e svalutazioni	5.504	5.151	4.861
Utile operativo	**8.502**	**9.517**	**12.463**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti [a]	(167)	(154)	(95)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	43	(17)	229
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**(124)**	**(171)**	**134**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	12.597
Proventi (oneri) straordinari netti [b]	(29)	49	(56)
Utile prima delle imposte	**8.349**	**9.395**	**12.541**
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	(4.653)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	7.888
Utile di terzi azionisti	(629)	(569)	(614)
Utile dell'esercizio	**4.593**	**5.585**	**7.274**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**1,20 euro**	**1,48 euro**	**1,93 euro**
Utile per *ADS* (calcolato su 5 azioni per *ADS*)	**6,00 euro**	**7,39 euro**	**9,64 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 criterio 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 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*.

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 d'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 consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stes-

si principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il prezzo d'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 contabili *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.

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 impu-

tati 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.

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; 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 nell'esercizio di emissione o di vendita 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: (i) 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, se l'esecuzione del piano prevede l'aumento del capitale; (ii) in diminuzione delle azioni proprie iscritte all'attivo patrimoniale con imputazione a conto economico della differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore di iscrizione delle azioni vendute, se l'esecuzione del piano prevede l'utilizzo di azioni proprie.

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* 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 Standards* 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 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 2002 e il 2004 e non ha determinato 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 della gestione ordinaria.

P) Vendita di titoli di Stato

L'Eni ha considerato la vendita 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 dall'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 significative 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 2002, 2003 e 2004 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2003 e 2004 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli *U.S. GAAP* invece dei principi contabili italiani:

Riconciliazione dell'utile di esercizio

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**4.593**	**5.585**	**7.274**
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 criterio del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP* [a]	56	44	33
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	106	107	134
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	222	23	(79)
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	71	74	(5)
D. effetto dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	37	(30)	4
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(16)	286	(928)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(67)	(179)	(116)
G. rettifica ammortamenti su differenza da consolidamento e avviamento	29	94	80
G. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)		(6)	(5)
H. effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	(33)	1	6
I. contratti derivati	54	(51)	(106)
J. azioni assegnate a dipendenti	(9)	(15)	(18)
K. effetto dell'eliminazione dei costi di aumento del capitale sociale	6	8	7
M. effetto relativo agli oneri di smantellamento e ripristino siti (*SFAS 143*)		(53)	109
U. effetto relativo allo stanziamento di fondi per rischi e oneri	60	56	12
Altre rettifiche			52
Rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche *U.S. GAAP*			(215)
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sull'utile di terzi azionisti [b]	183	154	162
Rettifiche nette	**699**	**513**	**(873)**
Utile netto dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP* al lordo della prima applicazione dello *SFAS 143*	**5.292**	**6.098**	**6.401**
Effetto della prima applicazione dello *SFAS 143* [c]		198	
Utile netto dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Utile semplice per azione sull'utile netto al lordo della prima applicazione dello *SFAS 143* [d]		**1,61**	
Utile semplice per azione sulla prima applicazione dello *SFAS 143* [d]		**0,05**	
Utile semplice per azione sull'utile al netto della prima applicazione dello *SFAS 143* [d]	**1,38**	**1,67**	**1,70**
Utile semplice per *ADS* sull'utile al netto della prima applicazione dello *SFAS 143* (calcolato su 5 azioni per *ADS*) [d]	**6,92**	**8,33**	**8,49**

(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 criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2004 e il 2003 e all'Italgas SpA e alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2002.
(b) 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.
(c) Effetto cumulato per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro.
(d) Unità di euro.

Discontinued operations

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Analisi dell'utile netto *U.S. GAAP*			
Continuing operation	5.300	6.226	6.217
Discontinuing operation	(8)	70	184
	5.292	**6.296**	**6.401**

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario, finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche con potenzialità di crescita e il disimpegno dalle aree marginali, nel 2004 sono stati venduti i seguenti *asset*: (i) le quote di partecipazione nei Blocchi T (Eni operatore con l'88,74%) e B (Eni operatore con la quota media del 70,2%) localizzati nella parte britannica del Mare del Nord di fronte alla costa scozzese; (ii) le quote di partecipazione nei giacimenti a gas Markham e JC3 nella parte meridionale del Mare del Nord; (iii) gli *asset* minerari in Gabon (la quota dell'80% del giacimento petrolifero *offshore* di Limande e 3 permessi esplorativi); (iv) altri *asset* minori.

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, nell'agosto 2004 è stata venduta alla brasiliana Petrobras la partecipazione del 100% posseduta dall'Eni nella società Agip do Brasil SA, attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito della strategia di riduzione del capitale investito nel settore Petrolchimica, nel gennaio 2004 è stata finalizzata la vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri localizzato a Baytown in Texas.

Nell'ottobre 2004 è stato venduto il ramo d'azienda per lo smaltimento dei rifiuti di Ravenna.

Gli utili e le perdite di queste attività, comprese le plusvalenze o minusvalenze da vendita e le svalutazioni effettuate per adeguarle al presunto valore di realizzo, sono indicate come *discontinued operations* per i periodi presentati della riconciliazione dell'utile secondo i principi contabili italiani con quello determinato secondo gli *U.S. GAAP*.

Riconciliazione del patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**26.696**	**30.338**
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 criterio del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP* [b]	52	85
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	213	347
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.253	2.072
C. eliminazione delle svalutazioni e delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	35	33
D. eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(80)	(75)
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(3.207)	(4.212)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.551	2.435
G. differenza da consolidamento e avviamento	121	296
G. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(6)	(11)
H. imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	667	671
I. contratti derivati	61	(42)
K. costi di aumento del capitale sociale	(17)	(10)
L. valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	17	22
M. oneri di smantellamento e ripristino siti (*SFAS 143*)	441	533
U. fondi per rischi e oneri	116	128
Altre rettifiche		57
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sul capitale e sulle riserve di terzi [c]	(965)	(1.018)
Rettifiche nette	**2.252**	**1.311**
Patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP*	**28.948**	**31.649**

(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 criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate.
(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 approssimato secondo gli *U.S. GAAP* comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, di 2.748 e 3.531 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004. 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 783 milioni di euro riguarda le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (783 milioni di euro; di cui circa 550 milioni di euro relativi alle imprese con bilanci in dollari USA).

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli *U.S. GAAP* sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	1.224	988
Titoli	1.462	1.475
Crediti	14.193	13.904
Rimanenze	2.266	2.273
Ratei e risconti attivi	601	494
Totale attività correnti	**19.746**	**19.134**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	38.468	39.652
Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)	721	662
Crediti	1.602	2.151
Partecipazioni	4.010	4.331
Immobilizzazioni immateriali	5.547	5.125
Altre attività	1.901	1.299
Totale attività non correnti	**52.249**	**53.220**
TOTALE ATTIVITÀ	**71.995**	**72.354**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	7.470	4.474
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	672	935
Debiti commerciali	5.146	5.385
Anticipi	798	726
Debiti tributari	2.661	2.423
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.971	3.875
Totale passività correnti	**20.718**	**17.818**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine	8.002	7.288
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	524	556
Fondi per rischi e oneri	5.444	5.698
Fondo imposte	5.943	6.579
Ratei e risconti passivi e altri debiti	594	461
Totale passività non correnti	**20.507**	**20.582**
TOTALE PASSIVITÀ	**41.225**	**38.400**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.822**	**2.305**
Patrimonio netto dell'Eni		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro (4.002.922.176 azioni al 31 dicembre 2003)	4.003	4.004
Riserve	21.813	24.473
Azioni proprie in portafoglio	(3.164)	(3.229)
Utile dell'esercizio	6.296	6.401
Totale patrimonio netto dell'Eni	**28.948**	**31.649**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**71.995**	**72.354**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli *U.S. GAAP* sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	38.851	39.584
- Gas & Power	18.974	20.106
- Refining & Marketing	8.479	8.568
- Petrolchimica	3.780	3.793
- Ingegneria e Costruzioni	108	110
- Altre attività	1.567	1.511
- Corporate e società finanziarie	146	191
	71.905	**73.863**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	17.678	18.155
- Gas & Power	6.605	6.896
- Refining & Marketing	5.270	5.214
- Petrolchimica	2.522	2.564
- Ingegneria e Costruzioni	64	69
- Altre attività	1.242	1.229
- Corporate e società finanziarie	56	84
	33.437	**34.211**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.173	21.429
- Gas & Power	12.369	13.210
- Refining & Marketing	3.209	3.354
- Petrolchimica	1.258	1.229
- Ingegneria e Costruzioni	44	41
- Altre attività	325	282
- Corporate e società finanziarie	90	107
	38.468	**39.652**

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 euro)	2002	2003	2004
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	5.494	5.661	7.946
Gas & Power	2.666	3.537	3.371
Refining & Marketing	303	617	811
Petrolchimica	(141)	(97)	281
Ingegneria e Costruzioni	(14)	2	(52)
Altre attività	(237)	(204)	(364)
Corporate e società finanziarie	(210)	(301)	(254)
	7.861	**9.215**	**11.739**
Utile prima delle imposte e della prima applicazione dello *SFAS 143*	**8.350**	**9.274**	**12.324**
Effetto della prima applicazione dello *SFAS 143* al lordo dell'effetto fiscale		405	
Utile prima delle imposte	**8.350**	**9.679**	**12.324**

L'utile (perdita) operativo per settore 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". Inoltre, a seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA l'utile operativo dell'attività informatica relativo agli esercizi 2002 e 2003 è stato riclassificato dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

27 Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2003	2004
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	**1.923**	**1.950**
Incremento per nuove obbligazioni	52	193
Oneri operativi	102	80
Revisione delle stime precedenti	32	40
Utilizzo a fronte oneri	(21)	(32)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(20)	(234)
Differenze di cambio da conversione	(155)	(36)
Altre variazioni	37	(2)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	**1.950**	**1.959**

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 dal 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 2004 sono assegnate n. 11.789.000 opzioni per l'acquisto di n. 11.789.000 azioni dell'Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono al piano 2002 per n. 3.268.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, al piano 2003 per n. 4.527.000 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione e al piano 2004 per n. 3.993.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione.

Al 31 dicembre 2004 la vita media residua delle opzioni è di 5 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2003 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2004.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003 e nel 2004 era rispettivamente di 5,39, 1,50 e 2,01 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,16	3,21
Durata	(anni)	8	8	8
Volatilità implicita	(%)	43	22	19
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,35	4,5

Applicando lo *SFAS 123* anziché l'*APB 25* per la determinazione dei costi relativi alle opzioni assegnate nel 2002 l'utile dell'esercizio e l'utile per azione secondo gli *U.S. GAAP* sarebbero stati i seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile netto secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Pro-forma effetto economico applicando lo *SFAS 123 (fair value)* al netto degli effetti economici derivanti dall'applicazione dell'*APB 25* di 0, 0 e (9) milioni di euro rispettivamente per il 2002, 2003 e 2004	(3)	(6)	3
Pro-forma utile netto secondo gli *U.S. GAAP*	**5.289**	**6.290**	**6.404**
Pro-forma utile per azione secondo gli *U.S. GAAP* [a]	**1,38**	**1,66**	**1,70**

(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 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 operanti in aree diverse dall'euro 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 euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte			
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	19	(2)	5
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(2.001)	(2.136)	(846)
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	(124)	213	13
	(2.106)	**(1.925)**	**(828)**
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**3.186**	**4.371**	**5.573**

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 euro)	2002	2003	2004
Italia	4.592	5.307	5.468
Estero	3.758	4.372	6.856
	8.350	**9.679**	**12.324**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Correnti	3.461	4.009	4.470
Differite	(602)	(914)	1.112
	2.859	**3.095**	**5.582**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33% (Ires) 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 euro)		2002	2003	2004
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP		**8.350**	**9.679**	**12.324**
Aliquota fiscale teorica	(%)	41,4	39,5	38,3
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica		**3.453**	**3.820**	**4.714**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:				
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere		194	318	835
- imposte sulle riserve distribuibili		(75)	121	446
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative		(420)	(128)	(8)
- differenze permanenti		64	(75)	(143)
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate		(1)	(13)	(218)
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)			(417)	
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001			(497)	
- altre motivazioni		(356)	(34)	(44)
		(594)	**(725)**	**868**
Imposte sul reddito secondo gli *U.S. GAAP*		**2.859**	**3.095**	**5.582**

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" (6.367 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.159 milioni di euro), sono di 5.208 milioni di euro (3.997 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	4.021	4.672
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.437	2.970
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	1.245	1.033
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	451	467
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	250	246
- svalutazioni eccedenti di crediti	150	137
- fondo per rischi e oneri eccedenti	89	83
- plusvalenze e tassazione differita	62	46
- altre	292	378
	8.997	**10.032**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.858)	(2.045)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.474)	(1.361)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.350)	(1.072)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(818)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001	(628)	(639)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(644)	(472)
- ammortamenti non deducibili	(272)	(432)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(326)	(225)
- altre	(773)	(599)
	(8.143)	**(7.663)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.143	2.839
	(5.000)	**(4.824)**
Passività nette per imposte differite	**3.997**	**5.208**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 2.839 milioni di euro (3.143 milioni di euro al 31 dicembre 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

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 dell'Italgas SpA

L'Eni fino al 31 dicembre 2001 era azionista dell'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 dell'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 significative - 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 euro)	
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 e 2004, il valore delle partecipazioni rispettivamente di 4.010 e 4.331 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata 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 2003				
Saipem SpA	189.423.307	43,00	6,459	1.223
31 dicembre 2004				
Saipem SpA	189.423.307	42,95	8,864	1.679

Nel 2003 e nel 2004 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *Italian GAAP* ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini *U.S. GAAP*. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative alla Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	**31.12.2003**	**31.12.2004**
Totale attivo	5.098	5.266
Totale passivo	3.584	3.572

(milioni di euro)	**2002**	**2003**	**2004**
Ricavi	6.385	4.217	4.306
Risultato operativo	835	358	368
Utile netto	587	254	271

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), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia e Pakistan). Il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore *Refining & Marketing* dell'Eni e 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. L'85% del fabbisogno totale di gas naturale 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 50,06%), 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. In relazione alla scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più a sua volta incorporata nell'Eni) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), l'Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali.

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%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una

potenza installata di 3,3 gigawatt e una produzione venduta di 13,85 terawattora. 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 (29%) e sul mercato *spot* (17%). Oltre il 50% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Oltre il 30% del petrolio lavorato è di produzione del settore *Exploration & Production* dell'Eni.

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. Il 22% 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. L'8% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2004 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.

Principi contabili di recente emanazione

Il *Financial Accounting Standards Board* ha emesso nel novembre 2004 il principio n. 151, *Inventory Costs - An amendment of ARB n. 43, Chapter 4* (*SFAS 151*) e nel dicembre 2004 il principio n. 153, *Exchanges of Nonmonetary Assets - An Amendment of APB Opinion n. 29* (*SFAS 153*).

Lo *SFAS 151*, modificando le disposizioni dell'*ARB n. 43*, stabilisce che i costi per impianti inattivi, i materiali di scarto, le spese di trasporto, i costi di movimentazione merci e altri costi similari siano imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento indipendentemente dalla circostanza che siano considerate "eccessive". Inoltre, nell'ottica della convergenza con i principi contabili internazionali (*IFRS*), lo *SFAS 151* prevede che l'attribuzione dei costi fissi di produzione al costo di trasformazione delle rimanenze sia effettuata sulla base del normale livello di produzione rappresentato dalla produzione media che l'impresa prevede di realizzare su un arco temporale in circostanze normali considerando, tra l'altro, le perdite di capacità produttiva derivanti dalle chiusure degli impianti per manutenzioni programmate. L'applicazione dello *SFAS 151* è chiesta a partire dall'esercizio 2006. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non ritiene che l'adozione avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Lo *SFAS 153* modifica l'*APB Opinion 29* secondo il quale le permute sono rilevate sulla base del *fair value* degli *asset* ceduti, a eccezione delle permute di beni aventi natura simile che sono rilevate al valore di iscrizione dei beni ceduti. Nell'ottica della convergenza con gli *IFRS*, il nuovo principio elimina l'eccezione dalla rilevazione al *fair value* per le permute di beni aventi natura simile e introduce tale eccezione per permute che non hanno rilevanza commerciale (*commercial substance*), cioè permute dalle quali non ci si attende una rilevante variazione dei flussi di cassa futuri. La prima applicazione dello *SFAS 153* è chiesta a partire dal 1° luglio 2005. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un impatto significativo 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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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	**3.668**	**4.481**	**3.745**	**4.990**	**6.468**	**23.352**
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	**9.970**	**8.988**	**7.605**	**8.189**	**9.758**	**44.510**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	**3.554**	**5.101**	**3.698**	**4.456**	**6.506**	**23.315**

(a) *Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.*

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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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 [a]	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti [b]	**516**	**1.186**	**1.406**	**844**	**1.711**	**5.663**
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo [a]	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	**495**	**1.069**	**952**	**457**	**1.601**	**4.574**

(a) *Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo SFAS 143 Accounting for asset retirement obligations* per 84 milioni di euro nel 2003 e 233 milioni di euro nel 2004.

(b) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petruleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale 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 comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato 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. 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*.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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**
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	**2.781**	**3.232**	**3.068**	**2.792**	**2.594**	**14.467**
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (*SFAS 143*) [b]	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.759**	**1.992**	**1.581**	**1.676**	**924**	**7.932**
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.127**	**998**	**636**	**728**	**619**	**4.108**

(a) Include svalutazioni di *asset* per 227 milioni di euro nel 2002, 210 milioni di euro nel 2003 e 300 milioni di euro nel 2004.
(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 *royalties* 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 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 2001, 2002, 2003 e 2004 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 di petrolio e gas relative ai *PSA* rappresentano il 43%, 46% e 51% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2002, 2003 e 2004.

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 2002, 2003 e 2004.

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 31.12.2001	**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**
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)
Riserve al 31.12.2004	**225**	**993**	**1.056**	**450**	**1.284**	**4.008**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471

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 31.12.2001	**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**
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200
Miglioramenti di recupero			289			289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)
Riserve al 31.12.2004	**108.124**	**182.715**	**48.965**	**58.089**	**124.127**	**522.020**

(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 31.12.2001	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
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364

(a) I dati al 31 dicembre 2001, 2002, 2003 e 2004 comprendono rispettivamente, 20.618, 22.065, 21.144 e 20.875 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 2002, 2003 e 2004 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 sopra citate 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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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**
31.12.2004						
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**22.737**	**29.063**	**19.858**	**13.934**	**24.888**	**110.480**
Imposte sul reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.138**	**17.576**	**8.909**	**5.110**	**18.152**	**64.885**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.132**	**9.984**	**5.642**	**3.760**	**8.740**	**37.258**

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 2002, 2003 e 2004.

(milioni di euro)	**2002**	**2003**	**2004**
Valore all'inizio dell'esercizio	**26.771**	**34.480**	**31.264**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.064)	(10.144)	(12.172)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	18.936	(1.050)	13.031
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.810	1.855	2.806
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.697)	(3.576)	(3.437)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.287	4.864	4.229
- revisioni delle quantità stimate	1.715	2.348	1.658
- effetto dell'attualizzazione	4.279	5.585	5.328
- variazione netta delle imposte sul reddito	(9.318)	105	(4.805)
- acquisizioni di riserve	387	1.488	
- cessioni di riserve	(646)	(222)	(727)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(980)	(4.469)	83
Saldo aumenti (diminuzioni)	**7.709**	**(3.216)**	**5.994**
Valore alla fine dell'esercizio	**34.480**	**31.264**	**37.258**

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 2004. 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.

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 2002. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 26 aprile 2004. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2002, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni SpA al 31 dicembre 2004 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 21 aprile 2005

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

andamento operativo

Divisione Exploration & Production

Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2004 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA sono 761 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione di 87 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2003, pari al 10%.

Riserve certe di idrocarburi

		2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Gas naturale [1]	(milioni di boe)	596	536	(60)	(10,1)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	252	225	(27)	(10,7)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**848**	**761**	**(87)**	**(10,3)**

(1) A partire dall'esercizio 2004, il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615 (0,0063 nel 2003).

La riduzione delle riserve di gas naturale di 60 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (69 milioni di boe), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Capparuccia (5 milioni di boe) e dalla revisione di precedenti stime.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 27 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (29 milioni di barili), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Tresauro.

Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2004 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 73 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 20.451 chilometri quadrati (24.469 al 31 dicembre 2003) e 141 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.183 chilometri quadrati (13.084 al 31 dicembre 2003). Nel 2004 sono stati ottenuti 4 nuovi titoli minerari relativi a 1 permesso di ricerca e a 3 concessioni di coltivazione.

Produzioni

Nel 2004 la produzione di idrocarburi è stata di 98,4 milioni di boe (107,2 nel 2003) corrispondenti alla produzione giornaliera di 268.908 boe (293.548 nel 2003).

La produzione di gas naturale (11,2 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,94 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico e ionico (Porto Garibaldi/Agostino, Emilio e Luna).

La produzione di petrolio e condensati (29,4 milioni di barili) è diminuita di 1,2 milioni di barili, pari al 4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate, Ragusa e Aquila) solo parzialmente compensato dall'aumento di produzione in Val d'Agri che ha risentito della fermata degli impianti per consentire l'allacciamento del quarto treno di trattamento del centro olio.

■ Divisione Gas & Power

□ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power (68 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,19 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 6,6%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (5,05 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (56,70 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'83,3% del totale (81% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia (1,70 miliardi di metri cubi), anche a seguito della progressiva entrata a regime del contratto di fornitura di lungo termine stipulato nel 1996 con Gazexport, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04 e 0,30 miliardi di metri cubi). In diminuzione gli acquisti di GNL dall'Algeria (0,71 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori consegne da parte della Sonatrach dovute al verificarsi all'inizio dell'anno di un incidente all'impianto di liquefazione di Skikda che ne ha ridotto la capacità di lavorazione.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 (1)	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	11,73	10,81	(0,92)	(7,8)
Acquisti Italia	0,43	0,49	0,06	14,0
Italia	**12,16**	**11,30**	**(0,86)**	**(7,1)**
Russia	18,92	20,62	1,70	9,0
Algeria	16,53	18,86	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,41	8,45	1,04	14,0
Norvegia	5,44	5,74	0,30	5,5
Croazia	0,65	0,68	0,03	4,6
Altri	0,00	0,08	0,08	
Algeria GNL	1,98	1,27	(0,71)	(35,9)
Altri GNL	0,72	1,00	0,28	38,9
Estero	**51,65**	**56,70**	**5,05**	**9,8**
Totale approvvigionamenti	**63,81**	**68,00**	**4,19**	**6,6**
Prelievi da stoccaggio	0,84	0,93	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,32)	(0,21)	0,11	(34,4)
Disponibilità per le vendite	**64,33**	**68,72**	**4,39**	**6,8**

(1) I dati relativi agli "Acquisti Italia" e alle "Perdite di rete e differenze di misura" sono stati modificati, rispettivamente di 0,04 e 0,08 miliardi di metri cubi, per tener conto dell'incorporazione dell'Italgas Più SpA nell'Eni SpA.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 (1)	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti	16,43	15,26	(1,17)	(7,1)
Gas Release	0,00	0,54	0,54	
Clienti finali:	34,46	34,62	0,16	0,5
- industriali	13,05	12,30	(0,75)	(5,7)
- termoelettrici	15,03	15,92	0,89	5,9
- residenziali	6,38	6,40	0,02	0,3
Italia	**50,89**	**50,42**	**(0,47)**	**(0,9)**
Resto d'Europa	**11,54**	**14,60**	**3,06**	**26,5**
Totale vendite a terzi	**62,43**	**65,02**	**2,59**	**4,1**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	**1,90**	**3,70**	**1,80**	**94,7**
	64,33	**68,72**	**4,39**	**6,8**

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.
(1) A seguito dell'incorporazione di Italgas Più SpA i dati 2003 sono stati opportunamente riclassificati/modificati.

Nel 2004 le vendite di gas naturale a terzi (65,02 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 4,1%, a seguito dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (3,06 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbito dalla diminuzione delle vendite in Italia.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,42 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito della riduzione registrata nei settori grossisti (1,17 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,75 miliardi di metri cubi), nonché della circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture ad alcuni operatori di questi settori (0,54 miliardi di metri cubi), in particolare ai grossisti, è stata effettuata in relazione ai provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)[1]. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento delle vendite registrato nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (14,60 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,06 miliardi di metri cubi, pari al 26,5%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,18 miliardi di metri cubi), in particolare alla Edison e alla Cir Energia; (ii) in Spagna (0,63 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita dei volumi venduti all'operatore elettrico Iberdrola e all'avvio delle forniture alla collegata Unión Fenosa Gas (50% Eni); (iii) nel Nord Europa, in relazione alla maggiore attività di commercializzazione svolta (0,49 miliardi di metri cubi); (iv) in Germania e in Austria, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e ad altro operatore tedesco (0,60 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi[2] (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 miliardi nel 2003) hanno riguardato essenzialmente le forniture all'EniPower SpA (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa SpA (0,34 miliardi di metri cubi), nonché alla Divisione Refining & Marketing (0,26 miliardi di metri cubi).

(1) È stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.
(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas auroconsumato 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.

Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2004 sono state acquistate 63,72 milioni di tonnellate di petrolio (60,22 milioni nel 2003), di cui 35,73 milioni dal settore Exploration & Production, 19,2 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,79 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dall'Africa Occidentale, 23% dall'Africa Settentrionale, 17% dal Mare del Nord, 13% dai paesi dell'ex CSI, 12% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 2% da altre aree. Sono state commercializzate 33,41 milioni di tonnellate di petrolio[3] con un incremento di 1,71 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente di maggiori disponibilità di greggi *equity*. Sono state acquistate 3,10 milioni di tonnellate di semilavorati (3,43 milioni nel 2003) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 9,35 milioni di tonnellate di prodotti (8,28 milioni nel 2003) destinati al mercato italiano (4,98 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e alla vendita sui mercati esteri (4,37 milioni di tonnellate).

Approvvigionamenti di greggio

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2003	2004	assoluta	%
Produzione Eni estero	29,38	31,70	2,32	7,9
Produzione Eni nazionale	4,18	4,03	(0,15)	(3,6)
Totale produzione Eni	**33,56**	**35,73**	**2,17**	**6,5**
Acquisti *spot*	9,50	8,79	(0,71)	(7,5)
Contratti a termine	17,06	19,20	2,14	12,5
Acquisti da altre società del Gruppo	0,10	0,00	(0,10)	(100,0)
	60,22	**63,72**	**3,50**	**5,8**

Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 31 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 339 navi noleggiate con contratto a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 24 milioni di tonnellate di petrolio (23,7 milioni di tonnellate nel 2003), di cui 2,7 milioni per conto terzi e circa 16,5 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 1,9 milioni per conto terzi. I trasporti con *time charter* hanno riguardato 15,1 milioni di tonnellate di petrolio e 12,7 milioni di tonnellate di prodotti.

È stata intensificata l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di migliorare progressivamente lo standard qualitativo e di ridurre l'età media. I contratti *time charter* hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 4,2 anni l'età media della flotta impiegata con questi contratti (4,5 anni nel 2003). In un contesto del mercato dei noli caratterizzato da una crescente volatilità e dalla tendenza al rialzo delle tariffe, il ricorso ai *time charter* sulla base di termini temporali più estesi consente di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa il 70% dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Producrion e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratreristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

☐ Raffinazione

Nel 2004 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (33,36 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,56 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 4,9%, a seguito essenzialmente delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione delle raffinerie di Livorno e di Milazzo. Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente possedute sono state di 26,76 milioni di tonnellate (25,09 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata (99,6% nel 2003). Il 35,8% del petrolio lavorato (10,85 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (34,8% nel 2003).

Disponibilità di prodotti petroliferi

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2003	2004	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,09	26,76	1,67	6,7
Lavorazioni in conto terzi	(1,72)	(1,50)	0,22	(12,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	8,43	8,10	(0,33)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	**31,80**	**33,36**	**1,56**	**4,9**
Consumi e perdite	(1,41)	(1,38)	0,03	(1,8)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**30,39**	**31,98**	**1,59**	**5,2**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	8,46	9,47	1,01	11,9
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,23)	0,02	(8,4)
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**38,60**	**41,22**	**2,62**	**6,8**

(1) Include le lavorazioni della Raffineria di Milazzo ScpA (quota Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Produzioni in conto proprio per prodotto

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2003	2004	assoluta	%
Gasolio	12,31	12,29	(0,02)	(0,2)
Benzine	7,82	8,23	0,41	5,2
Olio combustibile	3,65	4,45	0,80	21,9
Cherosene	1,27	1,20	(0,07)	(5,5)
Virgin nafta	1,06	1,04	(0,02)	(1,9)
Basi lubrificanti	0,58	0,53	(0,05)	(8,6)
GPL	0,58	0,67	0,09	15,5
Altri	3,12	3,57	0,45	14,3
Totale	**30,39**	**31,98**	**1,59**	**5,2**

☐ Scorte

Al 31 dicembre 2004 le scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi sono 7,0 milioni di tonnellate, 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

Le vendite di prodotti petroliferi (41,22 milioni di tonnellate) sono aumentate di 2,62 milioni di tonnellate, pari al 6,8%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite all'estero (1,57 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e a *trader* (1,2 milioni di tonnellate), e in Italia per effetto: (i) delle maggiori vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA (450 mila tonnellate); (ii) dell'aumento delle "Altre vendite" (380 mila tonnellate) e delle vendite alla petrolchimica (230 mila tonnellate). Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione registrata sul mercato rete (100 mila tonnellate).

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	8,99	8,89	(0,10)	(1,1)
Extrarete	4,41	4,50	0,09	2,0
	13,40	**13,39**	**(0,01)**	**(0,1)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	9,16	9,61	0,45	4,9
Altre vendite (1)	5,05	5,43	0,38	7,5
Petrolchimica	2,79	3,02	0,23	8,2
Vendite in Italia	**30,40**	**31,45**	**1,05**	**3,5**
Vendite a terzi estero	5,62	6,81	1,19	21,2
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,58	2,96	0,38	14,7
Vendite in Italia e all'estero	**38,60**	**41,22**	**2,62**	**6,8**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio e le vendite a società petrolifere.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,89 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,10 milioni di tonnellate, pari all'1,1%, a seguito essenzialmente delle vendite/chiusure di stazioni di servizio e della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalle maggiori vendite sugli impianti ad alto erogato.

La quota di mercato è diminuita di 0,5 punti percentuali, passando dal 30,0% al 29,5%; l'erogato medio è aumentato del 4,5% (da 2.418 a 2.528 mila litri), anche a seguito del successo commerciale della linea di prodotti "Blu" (BluDiesel e BluSuper).

Al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione è costituita da 4.329 stazioni di servizio (di cui circa il 77% di proprietà) con una diminuzione di 32 unità rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito delle chiusure (48 unità), del saldo negativo tra cessioni/acquisti con la Italiana Petroli SpA (16 unità), della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara (5 unità), in parte compensate dall'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità, di cui 2 autostradali) e dal saldo positivo di 11 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento.

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità e della differenziazione dei carburanti, nel giugno 2004 è stata avviata la commercializzazione della nuova benzina BluSuper che grazie all'elevato potere antidetonante assicurato dal più alto numero di ottani (98 contro i 95 delle benzine comuni) e all'assenza di zolfo e alla presenza di additivi speciali migliora e garantisce nel tempo le prestazioni e l'efficienza dei motori e riduce le emissioni inquinanti. Nel 2004 le vendite di BluSuper sono state di 82 milioni di litri; a fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluSuper sono circa 1.000 (circa il 23% del totale).

Nel 2004 è proseguito il processo di rinnovo del parco automobilistico italiano a beneficio dei motori diesel che ha comportato l'incremento dell'incidenza delle vendite di gasolio sul totale delle vendite di carburanti per autotrazione (53,5% contro il 50% circa nel 2003). In tale contesto, il BluDiesel ha continuato a guadagnare quote di mercato con vendite di 1,2 miliardi di litri (+37,8% rispetto al 2003), corrispondenti al 20,6% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete (16% nel 2003) e al 6,7% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (5,2% nel 2003). A fine 2004 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono circa 3.900 (circa 3.700 a fine 2003), pari a circa il 90% del totale.

Nel 2004 è stata avviata la campagna promozionale "Club Fai da Te", che prevede l'accredito dei punti su di una *fidelity card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". L'accumulo dei punti dà diritto a sconti sull'acquisto di carburanti o, in alternativa, premi (accordi con Vodafone e Coop), nonché il riconoscimento di un bonus per i clienti più fedeli. A fine 2004 le *card* attive sono oltre 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 50% rispetto al 2003.

Vendite sul mercato rete

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2003	2004	assoluta	%
Gasolio	4,44	4,75	0,31	7,0
Benzina	4,30	3,93	(0,37)	(8,6)
GPL	0,24	0,20	(0,04)	(16,7)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	**8,99**	**8,89**	**(0,10)**	**(1,1)**
Numero stazioni di servizio	4.361	4.329	(32)	(0,7)

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

L'attività riguarda le forniture ad alcuni grandi clienti integrati con la produzione, nonché il GPL, i lubrificanti e i prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,50 milioni di tonnellate) sono aumentate di 90 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di bitumi e di olio combustibile al settore termoelettrico.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA in Italia di 9,61 milioni di tonnellate (9,16 milioni nel 2003) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (6,05 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Italiana Petroli SpA (2,03 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela Srl (1,28 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (213 mila di tonnellate).

Le altre vendite (5,43 milioni di tonnellate) sono aumentate di 380 mila tonnellate, pari al 7,5%, a seguito delle maggiori vendite di combustibili navi, nonché alle società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (3,02 milioni di tonnellate) sono aumentate di 230 mila tonnellate, pari all'8,2%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	515	431	(84)	(16,3)
Divisione Gas & Power	2	48	46	..
Divisione Refining & Marketing	401	506	105	26,2
Corporate	102	61	(41)	(40,2)
Investimenti tecnici	**1.020**	**1.046**	**26**	**2,5**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (431 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (353 milioni di euro; 429 milioni di euro nel 2003) e l'attività esplorativa (67 milioni di euro; 69 milioni nel 2003).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di realizzazione dei nuovi campi *onshore* Candela e Miglianico e il completamento della piattaforma del campo di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e il completamento del quarto treno di trattamento del centro olio in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti a gas in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Agostino, Barbara E-G, Emilio, Garibaldi B e Regina).

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'*onshore* siciliano e alcune aree dell'Italia Centrale. Sono stati perforati 6 pozzi (8 nel 2003), di cui 3 mineralizzati a gas e 1 a olio. L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i seguenti pozzi: (i) Civita 1 Dir (Eni 70%) nell'*onshore* abruzzese nella concessione omonima, mineralizzato a gas; (ii) Tresauro 1 Dir (Eni 45%) situato nell'*onshore* siciliano nella concessione omonima, mineralizzato a olio; (iii) Monte dell'Aquila 1 Dir (Eni 100%) nell'*onshore* siciliano nella concessione Bronte S. Nicola, mineralizzato a gas e condensati; (iv) Monte Guzzo 1 Dir (Eni 25%) nell'*onshore* marchigiano nella concessione Montegranaro, mineralizzato a gas.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (48 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine e la realizzazione di nuovi sistemi informatici.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (506 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (305 milioni di euro) e la logistica (17 milioni di euro), in particolare la realizzazione del gassificatore del tar (residuo pesante da lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro (128 milioni di euro), nonché interventi finalizzati 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 (159 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento e la realizzazione di nuovi impianti (117 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (18 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 92 milioni di euro (18% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate hanno riguardato il progetto EST (44 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (17 milioni di euro).

☐ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 181 milioni di euro (159 milioni di euro nel 2003), di cui 47 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 31 alla Divisione Refining & Marketing e 103 alla Corporate riguardanti in particolare il progetto EST (44 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.

Fondo speciale rotativo per l'Innovazione Tecnologica - FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, artt. 14-18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto all'Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi agevolabili sostenuti al 31 dicembre 2004 a fronte dei seguenti programmi di ricerca:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.425
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.940
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.648
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.632
Fluidi di perforazione per *Advanced Wells*	368 del 16/5/2003	998
Geosteering	611 del 20/11/2003	7.926

Riorganizzazione societaria, riforma del diritto societario e riforma fiscale

Il bilancio 2004 è influenzato in misura significativa dalle modifiche ai criteri di redazione del bilancio di esercizio a seguito dell'entrata in vigore della riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (cd. Riforma Vietti), connesse in particolare all'eliminazione delle interferenze fiscali, e dalle operazioni di scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni, nonché dall'incorporazione dell'Italgas Più SpA e dell'EniData SpA. Di seguito sono fornite informazioni sulla riorganizzazione societaria nonché sulle riforme indicate, con particolare riferimento agli effetti che hanno avuto sul bilancio.

☐ Riorganizzazione societaria

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 23 giugno 2004 ha approvato la scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni nonché l'incorporazione dell'Italgas Più SpA e dell'EniData SpA. La scissione e l'incorporazione di Italgas Più SpA sono coerenti con gli obiettivi dell'OPA lanciata nel 2003 sulle azioni Italgas SpA. Le operazioni semplificano inoltre l'assetto partecipativo di Gruppo. Di seguito sono fornite informazioni sulle operazioni.

Scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni

La scissione parziale dell'Italgas SpA ha avuto l'obiettivo di concentrare nell'Eni le attività di commercializzazione del gas in Italia e all'estero. L'atto di scissione è stato stipulato il 17 novembre 2004. L'operazione ha determinato il trasferimento dall'Italgas all'Eni degli elementi patrimoniali di seguito indicati con i rispettivi valori contabili al 1° dicembre 2004, data di efficacia giuridica della scissione:

(milioni di euro)	% di possesso	Valore contabile all'1.12.2004
Partecipazioni		
Italgas Più SpA	100,00	30
Altre società controllate		
Tigaz Rt (Ungheria)	40,00	114
Inversora de Gas Cuyana SA (Argentina)	76,00	70
Distribuidora de Gas Cuyana SA (Argentina)	6,84	14
Adriaplin Doo (Slovenia)	51,00	9
Fiorentina Gas Clienti SpA	41,75	..
Altre società		
Distribuidora de Gas del Centro SA (Argentina)	31,35	59
Inversora de Gas del Centro SA (Argentina)	25,00	11
Lusitaniagas SA (Portogallo)	10,59	3
Setgas SA (Portogallo)	21,87	2
		312
Crediti finanziari		
Setgas SA (Portogallo)		5
Lusitaniagas SA (Portogallo)		3
		8
Fondo imposte differite		(1)
		319

Il valore contabile del patrimonio netto scisso al 1° dicembre 2004 coincide con il valore contabile del patrimonio netto scisso al 31 dicembre 2003 indicato nel progetto di scissione; in relazione a ciò, non vi sono stati conguagli.

A seguito della scissione, l'Italgas SpA ha ridotto il capitale sociale di 109 milioni di euro mediante annullamento di 109 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, corrispondente al rapporto tra il valore economico del patrimonio netto scisso e il valore economico del patrimonio netto complessivo della società. Conseguentemente, l'Eni ha ridotto il valore di libro della partecipazione posseduta nell'Italgas SpA (2.934 milioni di euro) di 915 milioni di euro corrispondente al prodotto tra il numero delle azioni annullate (109 milioni) e il loro valore di carico unitario medio (8,42

euro)[4]. La differenza di 596 milioni di euro tra l'ammontare della riduzione (915 milioni di euro) e il valore contabile degli elementi patrimoniali oggetto di scissione (319 milioni di euro) rappresenta il disavanzo di scissione che è stato attribuito alle partecipazioni acquisite in proporzione alla differenza tra il loro valore economico e il loro valore contabile. Di seguito l'analisi dell'attribuzione del disavanzo di scissione:

(milioni di euro)	Valore contabile ante	Attribuzione disavanzo di scissione	Valore contabile post
Italgas Più SpA	30	490	520
Altre società controllate			
Tigaz Rt (Ungheria)	114	82	196
Inversora de Gas Cuyana SA (Argentina)	70	5	75
Distribuidora de Gas Cuyana SA (Argentina)	14	-	14
Adriaplin Doo (Slovenia)	9	5	14
Fiorentina Gas Clienti SpA	..	7	7
Altre società			
Distribuidora de Gas del Centro SA (Argentina)	59	1	60
Inversora de Gas del Centro SA (Argentina)	11	6	17
Lusitaniagas SA (Portogallo)	3	-	3
Setgas SA (Portogallo)	2	-	2
	312	**596**	**908**

In relazione alla neutralità fiscale della scissione, il maggior valore attribuito alle partecipazioni non è riconosciuto ai fini delle imposte sul reddito.

Di seguito sono indicate in sintesi le attività svolte dalle principali società le cui partecipazioni sono state oggetto di scissione.

Italgas Più SpA (100%)

È il principale operatore italiano nella vendita di gas naturale al dettaglio. La società possiede la partecipazione del 40,07% nella Fiorentina Gas Clienti SpA. Nel 2004 ha venduto 7.770 milioni di metri cubi di gas naturale; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 4.956 mila unità.

Fiorentina Gas Clienti SpA (41,75%)

La società svolge attività di vendita di gas naturale al dettaglio principalmente nel comune di Firenze e in alcuni comuni limitrofi. Nel 2004 ha venduto circa 534 milioni di metri cubi di gas naturale; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 321 mila unità. A seguito della scissione, la partecipazione diretta dell'Eni nella società aumenta dal 18,18% al 59,93%.

Distribuidora de Gas Cuyana SA (6,84%)

La società svolge attività di distribuzione e di vendita di gas in Argentina nelle province di Mendoza, San Juan e San Luis sulla base di una concessione che scadrà nel 2026 e che potrà essere prorogata di 10 anni. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione è di 9.460 chilometri. Nel 2004 la società ha distribuito 2.048 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 1.087 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 387 mila unità.

Inversora de Gas Cuyana SA (76%)

La società svolge esclusivamente attività di gestione della partecipazione del 51% posseduta nella Distribuidora de Gas Cuyana SA.

(4) "I prelievi" dagli strati Lifo del valore di libro della partecipazione sono stati effettuati in proporzione alle rispettive consistenze.

Tigaz Rt (40%)

È il principale operatore regionale ungherese nella distribuzione e nella vendita di gas naturale. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione e degli allacciamenti è di 30.836 chilometri, di cui 23.145 di proprietà. Nel 2004 la società ha distribuito 3.191 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 3.159 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 1.142 mila unità. A seguito della scissione, la partecipazione diretta dell'Eni nella società aumenta dal 10% al 50%. La società possiede la partecipazione dell'89,31% della Tigaz 2 che svolge attività di distribuzione e di vendita del gas naturale in aree contigue a quelle servite da Tigaz.

Distribuidora de Gas del Centro SA (31,35%)

La società svolge attività di distribuzione e di vendita di gas naturale in Argentina nelle province di Cordoba, Catamarca e La Rioja sulla base di una concessione che scadrà nel 2026 e che potrà essere prorogata di 10 anni. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione è di 12.960 chilometri. Nel 2004 la società ha distribuito 1.966 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 1.200 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 467 mila unità.

Inversora de Gas del Centro SA (25%)

La società svolge esclusivamente attività di gestione della partecipazione del 51% posseduta nella Distribuidora de Gas del Centro.

Fusione per incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più SpA

La fusione nell'Eni dell'Italgas Più SpA ha avuto l'obiettivo di conseguire una maggiore integrazione delle attività di commercializzazione del gas al dettaglio in Italia; in particolare l'Eni servirà direttamente circa 5 milioni di clienti (famiglie, imprese, terziario). L'atto di fusione è stato stipulato il 16 dicembre 2004. L'operazione ha determinato la rilevazione di un disavanzo di fusione di 478 milioni di euro derivante dalla differenza tra il valore contabile della partecipazione nell'Italgas Più SpA di 520 milioni di euro (post attribuzione del disavanzo di scissione) e il patrimonio netto contabile della stessa al 31 dicembre 2004 (data di efficacia giuridica della fusione) di 42 milioni di euro, escluso il risultato di esercizio della società tenuto conto della retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004.

Il disavanzo di fusione è stato iscritto in bilancio alla voce "Avviamento" perché rappresentativo del valore del portafoglio clienti e ammortizzato, in relazione alla sua natura, in 20 anni.

Tenuto conto della neutralità fiscale della fusione, il valore attribuito all'avviamento non è riconosciuto ai fini delle imposte sul reddito.

Fusione per incorporazione nell'Eni dell'EniData SpA

La fusione nell'Eni dell'EniData SpA ha avuto l'obiettivo di conseguire l'integrazione delle attività informatiche con le funzioni di *Information & Communication Technology* dell'Eni. L'atto di fusione è stato stipulato il 16 dicembre 2004. L'operazione ha determinato la rilevazione di un avanzo di fusione di 7 milioni di euro derivante dalla differenza tra il patrimonio netto contabile al 31 dicembre 2004 (data di efficacia giuridica della fusione) dell'EniData SpA di 23 milioni di euro, escluso il risultato di esercizio della società tenuto conto della retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004, e il valore contabile della partecipazione nella stessa di 16 milioni di euro. L'analisi dell'utilizzo dell'avanzo di fusione è indicata al paragrafo "Effetto sul patrimonio netto Eni dell'incorporazione di EniData e attribuzione dell'avanzo di fusione" alla voce "Patrimonio netto" del "Commento ai risultati economico-finanziari".

☐ Riforma del diritto societario

La Riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti) reca 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 accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie" (nel bilancio 2003: 1.102 milioni di euro) a seguito dell'abrogazione del secondo comma dell'art. 2426 del codice civile (tale possibilità permane ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi);
- l'obbligo di eliminare le rettifiche e gli accantonamenti predetti stanziati negli esercizi precedenti a quello di entrata in vigore del decreto legislativo citato (c.d. "disinquinamento") che ha comportato l'imputazione a conto economico, tra le componenti straordinarie, dell'effetto positivo di 1.076 milioni di euro, al netto della fiscalità differita (v. punto "Eliminazione delle interferenze fiscali" del " Commento ai risultati economico-finanziari").

☐ Riforma fiscale

Per le società il cui esercizio coincide con l'anno solare, quali sono l'Eni e le sue controllate, l'esercizio 2004 è il primo cui si applica la riforma dell'imposizione sul reddito delle società di capitali, attuata con il D.Lgs. del 12 dicembre 2003 n. 344 (Riforma) che ha abrogato l'Irpeg sostituendola con l'Ires. Relativamente alle partecipazioni sociali immobilizzate, la Riforma dispone l'esenzione e l'indeducibilità delle relative plusvalenze e minusvalenze realizzate o iscritte.

Al fine di mantenere la possibilità di compensare gli utili e le perdite di società diverse nell'ambito del gruppo, prima consentita dalla deducibilità delle svalutazioni delle partecipazioni, la Riforma ha introdotto l'istituto del c.d. "Consolidato fiscale nazionale" che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che esercitano la relativa opzione. Oltre alla compensazione degli imponibili, il Consolidato fiscale nazionale produce altri effetti positivi, fra i quali: (i) la completa esclusione dei dividendi corrisposti e percepiti dalle società che vi partecipano; (ii) il venir meno di alcuni limiti alla deducibilità degli oneri finanziari; (iii) la possibilità di effettuare cessioni e conferimenti anche di singoli beni in neutralità d'imposta.

L'Eni e le 23 società controllate di seguito indicate hanno esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale: AgipFuel SpA, Ecofuel SpA, Enifin SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, GNL Italia SpA, Italgas SpA, Italgas Rete SpA, Italiana Petroli SpA, Napoletana Gas SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Padana Assicurazioni SpA, Serleasing SpA, Servizi Aerei SpA, Snamprogetti SpA, Snam Rete Gas SpA, Società Petrolifera Italiana SpA, Sofid SpA, Sofid Sim SpA, Sofid Vita SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Syndial SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd. L'opzione esercitata è irrevocabile per tre esercizi sociali e perciò fino al 31 dicembre 2006.

I rapporti, le responsabilità e gli obblighi reciproci dell'Eni e delle società controllate sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato nazionale per le Società del Gruppo Eni" (Regolamento). Relativamente ai rapporti economici, il Regolamento prevede che le società controllate con imponibile positivo trasferiscano all'Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato fiscale nazionale e quelle con imponibile negativo ricevano una compensazione corrispondente al risparmio d'imposta realizzato dall'Eni nella misura in cui la controllata stessa avrebbe rilevato in bilancio imposte anticipate in assenza del Consolidato fiscale nazionale.

Commento ai risultati economico-finanziari

Signori Azionisti, il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione è influenzato, oltre che dagli effetti della Riforma del diritto societario e della Riforma fiscale, dall'incorporazione di Italgas Più SpA e di EniData SpA illustrate in precedenza. Al fine di consentire il raffronto con l'esercizio precedente, sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico pro-forma 2003 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2003; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra l'Eni e le società e tra le società stesse. Per effetto delle operazioni sopra descritte e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nelle *segment information* gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Italgas Più sono attribuiti alla Divisione Gas & Power e quelli rivenienti dalla fusione di EniData SpA alla Corporate.

☐ Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	2002	Pro-forma 2003	2004	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	28.283	30.025	34.097	4.072
Altri ricavi e proventi	425	304	376	72
Ricavi totali	**28.708**	**30.329**	**34.473**	**4.144**
Costi operativi	(24.791)	(26.257)	(30.342)	(4.085)
Margine operativo lordo	**3.917**	**4.072**	**4.131**	**59**
Ammortamenti e svalutazioni	(903)	(914)	(907)	7
Utile operativo	**3.014**	**3.158**	**3.224**	**66**
Proventi (oneri) finanziari netti	163	(3)	(56)	(53)
Proventi su partecipazioni netti	275	1.375	1.394	19
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**3.452**	**4.530**	**4.562**	**32**
Proventi (oneri) straordinari netti	1.118	96	(55)	(151)
Eliminazione interferenze fiscali			1.076	1.076
Utile prima delle imposte	**4.570**	**4.626**	**5.583**	**957**
Imposte sul reddito, correnti, differite e anticipate	(575)	(626)	(899)	(273)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(115)	(1.102)		1.102
Utile netto	**3.880**	**2.898**	**4.684**	**1.786**

Il bilancio di esercizio chiude con l'utile netto di 4.684 milioni di euro con un incremento di 1.786 milioni di euro rispetto al pro-forma 2003, pari al 61,6%, dovuto essenzialmente: (i) al venir meno, in applicazione della "Riforma Vietti", delle rettifiche di valore operate al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili (1.102 milioni di euro); (ii) agli effetti dell'eliminazione dal bilancio di esercizio delle rettifiche di valore stanziate in esercizi precedenti in applicazione di norme tributarie[5] (1.076 milioni di euro, al netto delle imposte differite iscritte al fondo imposte di 333 milioni di euro); (iii) all'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). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dall'aumento delle imposte sul reddito di 273 milioni di euro e dall'aumento degli oneri straordinari netti di 151 milioni di euro dovuto in particolare agli stanziamenti al fondo rischi e oneri per oneri di natura ambientale.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	2.780	2.641	2.691	50
Divisione G&P	11.396	12.842	13.130	288
Divisione R&M	16.662	16.895	20.609	3.714
Corporate	31	279	466	187
Elisioni	(2.586)	(2.632)	(2.799)	(167)
	28.283	**30.025**	**34.097**	**4.072**

I ricavi della Divisione E&P[6] (2.691 milioni di euro) aumentano di 50 milioni di euro, pari all'1,9%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo in euro del greggio (+15,9%) e del gas naturale (+4,8%); (ii) dell'aumento della fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate e collegate (+20 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas naturale venduti di 0,92 miliardi di metri cubi (da 11,73 a 10,81 miliardi di metri cubi, pari al 7,8%), dovuta al declino produttivo di campi maturi, e alla flessione dei volumi di greggio venduti di 1,13 milioni di barili (da 30,25 a 29,12 milioni di barili, pari al 3,7%).

I ricavi della Divisione G&P (13.130 milioni di euro) aumentano di 288 milioni di euro, pari al 2,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei volumi di gas venduti di 4,39 miliardi di metri cubi (da 64,33 a 68,72 miliardi di metri cubi, pari al 6,8%) dovuto in particolare all'aumento delle vendite nel resto d'Europa (3,06 miliardi di metri cubi) e all'EniPower SpA (1,67 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione dei prezzi medi connessa all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, solo in parte compensata dall'aumento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dalla riduzione strutturale dei prezzi medi ai clienti, in particolare ai grossisti; (iii) dalla variazione del *mix* di vendita per la maggiore incidenza delle vendite nel resto d'Europa; (iv) dalla riduzione dei ricavi da cessione di capacità di trasporto a seguito del riassetto societario delle attività di trasporto in Svizzera (v. commento alla voce "Altri ricavi e proventi"); (v) dalla riduzione dei ricavi delle vendite al settore civile/residenziale dovuta essenzialmente alla riduzione delle tariffe di vettoriamento riflesse sui prezzi di vendita.

I ricavi della Divisione R&M (20.609 milioni di euro) aumentano di 3.714 milioni di euro, pari al 22%, a seguito essenzialmente dell'incremento: (i) delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (in particolare: benzina +37,5%; gasolio +40,2%); (ii) dei volumi di greggio venduti sul mercato internazionale (circa 1,66 milioni di tonnellate) a seguito della maggiore disponibilità di greggio di produzione di Gruppo; (iii) dei volumi di prodotti venduti, in particolare a società petrolifere e a *trader* (circa 2,4 milioni di tonnellate). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi della Corporate (466 milioni di euro) aumentano di 187 milioni di euro, pari al 67%, a seguito essenzialmente dell'accentramento delle attività di gestione dei centri direzionali di Roma, San Donato Milanese e Genova (c.d. "servizi generali": affitti, manutenzioni, servizi al personale e al *business*), dei servizi di informatica, dei servizi istituzionali e di comunicazione e dei servizi aerei, i cui costi erano in precedenza sostenuti direttamente dalle Società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA. In particolare, l'aumento di 187 milioni di euro è riferito essenzialmente ai servizi generali (82 milioni di euro), ai servizi di informatica (81 milioni di euro), ai servizi istituzionali e di comunicazione (11 milioni di euro) e ai servizi di approvvigionamento di beni e servizi (6 milioni di euro).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 376 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Proventi da derivati su merci	64	57	83	26
Locazioni, affitti e noleggi	86	92	69	(23)
Valutazione al valore corrente di crediti in natura			42	42
Proventi da cessione di contratti di trasporto			39	39
Risarcimento danni	21	15	16	1
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	75	13	13	
Utilizzo fondi per rischi e oneri	42	38	5	(33)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	46	16	4	(12)
Altri proventi	91	73	105	32
	425	**304**	**376**	**72**

I proventi da derivati su merci di 83 milioni di euro riguardano i differenziali maturati prevalentemente sui contratti di copertura dal rischio prezzo relativo al *trading* di greggi e di prodotti.

(6) I prezzi di trasferimento del greggio alla Divisione R&M e del gas naturale alla Divisione G&P sono regolati alle normali condizioni di mercato.

Le locazioni, affitti e noleggi di 69 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-store*), i proventi da affitto di impianti di distribuzione alla Italiana Petroli SpA (100% Eni) e del ramo d'azienda "attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

Il provento derivante dalla valutazione al valore corrente di crediti in natura di 42 milioni di euro riguarda il credito vantato verso un fornitore estero corrispondente a 502 milioni di metri cubi di gas naturale. La valutazione al valore corrente è connessa alla circostanza che il diritto al prelievo sarà esercitato nel primo trimestre 2005.

I proventi da cessione contratti di trasporto di 39 milioni di euro riguardano il corrispettivo della cessione a Eni Gas & Power CH SA dei contratti attivi di trasporto stipulati con terzi relativi al tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda.

Gli altri proventi di 105 milioni di euro comprendono tra l'altro: (i) il rimborso di oneri derivanti dalla chiusura dei punti vendita da parte del Fondo intersocietario per la razionalizzazione della rete (17 milioni di euro); (ii) l'addebito a titolo di indennizzo alla Società Autostrade per l'Italia SpA a fronte della rinuncia al diritto di prelazione per le concessioni *non-oil* (11 milioni di euro); (iii) l'addebito ai gestori di stazioni di servizio di parte degli oneri relativi alla campagna promozionale Vodafone (8 milioni di euro); (iv) gli addebiti per costi sostenuti o per prestazioni effettuate nell'interesse di società controllate o di terzi.

Costi operativi

I costi operativi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente.

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	834	726	712	(14)
Divisione G&P	9.712	10.949	11.543	594
Divisione R&M	15.996	16.152	19.616	3.464
Corporate	166	379	565	186
Elisioni	(2.597)	(2.631)	(2.799)	(168)
	24.111	**25.575**	**29.637**	**4.062**
Costo lavoro	**680**	**682**	**705**	**23**
	24.791	**26.257**	**30.342**	**4.085**

I costi operativi della Divisione E&P (712 milioni di euro) diminuiscono di 14 milioni di euro, pari all'1,9%, a seguito essenzialmente dei minori oneri legati al noleggio a lungo termine del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (-71 milioni di euro), solo in parte compensati: (i) dai maggiori stanziamenti al fondo smantellamento e ripristino siti (+37 milioni di euro); (ii) dai maggiori stanziamenti al fondo rischi e oneri ambientali (+11 milioni di euro); (iii) dai costi per l'avvio del quarto treno di trattamento del centro olio in Val d'Agri.

I costi operativi della Divisione G&P (11.543 milioni di euro) aumentano di 594 milioni di euro, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei volumi acquistati; (ii) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas a seguito della crescita dei parametri energetici di riferimento. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dagli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dalla riduzione delle tariffe di trasporto della rete nazionale, regionale e della rete di distribuzione italiana.

I costi operativi della Divisione R&M (19.616 milioni di euro) aumentano di 3.464 milioni di euro, pari al 21,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +32,5%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dei maggiori volumi di greggio di produzione di Gruppo acquistati (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

I costi operativi della Corporate (565 milioni di euro) aumentano di 186 milioni di euro, pari al 49%, a seguito essenzialmente: (i) dell'accentramento delle attività di gestione dei servizi generali, dei servizi di informatica e di altri servizi in precedenza sostenuti direttamente dalle Società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA; l'incremento dei costi connessi (complessivamente 160 milioni di euro) è addebitato per la quota di competenza alle Divisioni/Società (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica"); (ii) dei maggiori costi di ricerca e sviluppo (26 milioni di euro) connessi in parte all'avvio di nuovi progetti (8 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro (705 milioni di euro) è aumentato di 23 milioni di euro, pari al 3,4%, a seguito essenzialmente della normale dinamica retributiva, dell'aumento del numero medio degli addetti e del maggior costo a carico dell'esercizio dei piani di *stock option* e *stock grant* (6 milioni di euro).

Il numero dei dipendenti in servizio è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2002	2003	2004	Variazione
Dirigenti	455	476	555	79
Quadri	2.549	2.698	3.119	421
Impiegati	4.608	4.752	6.168	1.416
Operai	1.956	1.679	1.628	(51)
Marittimi	143			
	9.711	**9.605**	**11.470**	**1.865**

Divisioni	2002	2003	2004	Variazione
E&P	3.313	3.290	3.124	(166)
G&P	748	593	1.734	1.141
R&M	4.611	4.372	4.444	72
Corporate	1.039	1.350	2.168	818
	9.711	**9.605**	**11.470**	**1.865**

L'aumento del personale in servizio della Divisione Gas & Power (1.141 unità) e della Corporate (818 unità) è dovuto essenzialmente alle incorporazioni, rispettivamente dell'Italgas Più SpA (1.105 unità) e dell'EniData SpA (697 unità).

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	446	473	468	(5)
Divisione G&P	33	60	68	8
Divisione R&M	401	311	298	(13)
Corporate	20	70	61	(9)
Totale ammortamenti	**900**	**914**	**895**	**(19)**
Svalutazioni	3	0	12	12
	903	**914**	**907**	**(7)**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 907 milioni di euro diminuiscono di 7 milioni di euro; in particolare:

- l'incremento degli ammortamenti della Divisione G&P di 8 milioni di euro è connesso essenzialmente all'ammortamento di 24 milioni di euro relativo al disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Italgas Più SpA, iscritto in bilancio alla voce "Avviamento", parzialmente assorbito dai minori ammortamenti connessi alla vendita del ramo d'azienda *Tanker* e di un aeromobile avvenute nel 2003, nonché al conferimento dei due aeromobili di proprietà alla Servizi Aerei SpA (100% Eni) effettuato nel 2004 in continuità di valori civilistici e fiscali;
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione R&M di 13 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti di raffinazione (8 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Corporate di 9 milioni di euro è connessa ai minori costi (4 milioni di euro) del progetto *Eni Slurry Technology* (48 milioni di euro nel 2003; 44 milioni di euro nel 2004 interamente ammortizzati negli esercizi di competenza) e al completamento del processo di ammortamento di attrezzatura informatica.

Le svalutazioni 12 milioni di euro riguardano in particolare *asset* minerari.

Utile operativo

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	1.418	1.300	1.364	64
Divisione G&P	1.722	1.800	1.526	(274)
Divisione R&M	108	357	638	281
Corporate	(234)	(299)	(304)	(5)
	3.014	**3.158**	**3.224**	**66**

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.364 milioni di euro aumenta di 64 milioni di euro, pari al 4,9%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto (circa 223 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, e dalla riduzione dei costi operativi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas naturale e di greggio venduti (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.526 milioni di euro diminuisce di 274 milioni di euro, pari al 15,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei margini dell'attività di vendita del gas naturale anche a seguito del differente apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro rispetto al 2003; (ii) della circostanza che nell'esercizio precedente vennero imputati a beneficio del conto economico fondi per rischi e oneri e per svalutazione crediti divenuti eccedenti di 30 milioni di euro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento di 4,39 miliardi di metri cubi dei volumi venduti di gas naturale (da 64,33 a 68,72 miliardi di metri cubi, pari al 6,8%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla variazione del *mix* di vendita per la maggiore incidenza delle vendite nel resto d'Europa; (ii) dal provento derivante dalla valutazione al valore corrente di un credito in natura (42 milioni di euro); (iii) dal provento conseguito nella cessione di contratti attivi di trasporto (39 milioni di euro).

L'utile operativo della Divisione R&M di 638 milioni di euro aumenta di 281 milioni di euro, pari al 78,7%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei margini di raffinazione (+1,37 dollari barili il margine sul Brent) – accentuato dall'effetto dell'aumento del differenziale tra le quotazioni dei greggi e dei prodotti leggeri rispetto a quello dei greggi pesanti e dell'olio combustibile che ha favorito il sistema di raffinazione Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione – i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) delle maggiori lavorazioni in conto proprio, in particolare sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, anche a seguito delle minori fermate; (iii) dell'aumento dei margini commerciali sull'extrarete. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla riduzione dei margini di distribuzione sul mercato rete, connessa all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi non interamente riflesso sui prezzi finali di vendita; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti sulla rete di 100 mila tonnellate (da 8,99 a 8,89 milioni di tonnellate, pari all'1,1%) dovuta essenzialmente alle cessioni/chiusure di stazioni di servizio effettuate nel 2003 e alla riduzione delle concessioni autostradali; (iii) dalle maggiori *royalty* dovute alle società autostradali (13 milioni di euro). L'effetto dell'utilizzo della riserva LIFO connesso alla riduzione delle scorte ammonta a 32 milioni di euro (37 milioni di euro nel 2003).

(Oneri) Proventi finanziari netti

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Stanziamento al fondo rischi			(64)	(64)
Proventi (oneri) finanziari netti	63	(63)	(58)	5
Svalutazione crediti per interessi	(6)	(5)	(1)	4
Interessi su CCT	14	6	6	
Utili su cambi	22	2	12	10
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	28	19	13	(6)
Commissioni per servizi finanziari	36	33	36	3
Proventi netti su derivati	6	5		(5)
	163	**(3)**	**(56)**	**(53)**

Gli oneri finanziari netti (56 milioni di euro) aumentano di 53 milioni di euro a seguito essenzialmente dello stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato).

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Dividendi	2.129	2.079	1.715	(364)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi	16	7	117	110
Totale proventi	**2.145**	**2.086**	**1.832**	**(254)**
Svalutazioni e perdite	(1.870)	(711)	(438)	273
	275	**1.375**	**1.394**	**19**

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.327	1.280	815	(465)
Stoccaggi Gas Italia SpA		431	262	(169)
Snam Rete Gas SpA	109	187	196	9
Società Petrolifera Italiana SpA	13	9	105	96
EniPower SpA	16		81	81
Italgas SpA	26		70	70
Saipem SpA	24	27	28	1
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	26	22	24	2
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd		11	22	11
Ecofuel SpA	45	22	18	(4)
AgipFuel SpA	20	12	16	4
LNG Shipping SpA		18	14	(4)
Italiana Petroli SpA		8	12	4
Sofid SpA	22	20	8	(12)
Snamprogetti SpA	11		8	8
AgipPetroli SpA	452			
Altre	38	32	36	4
	2.129	**2.079**	**1.715**	**(364)**
Plusvalenze e altri proventi				
Vendita azioni:				
Compagnia Napoletana Gas SpA (a Italgas SpA)			77	77
Nuovo Pignone Holding SpA			27	27
Fiorentina Gas SpA (a Italgas SpA)			12	12
Altre	16	7	1	(6)
	16	**7**	**117**	**110**
Totale proventi	**2.145**	**2.086**	**1.832**	**(254)**

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA	303	230	380	150
Albacom SpA	37	128	41	(87)
Polimeri Europa SpA	88	217		(217)
Eni Investments Plc	742	102		(102)
Eurosolare SpA	21	5		(5)
Eni Exploration BV	579			
Eni Portugal Investment SpA	84			
Altre	16	29	17	(12)
Totale oneri	**1.870**	**711**	**438**	**(273)**

Oneri straordinari netti

Gli oneri straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Proventi straordinari				
Iscrizione maggior valore su Stoccaggi Gas Italia SpA	1.055			
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	263	227	220	(7)
Altri	30	29	12	(17)
Totale proventi straordinari	**1.348**	**256**	**232**	**(24)**
Oneri straordinari				
Minusvalenze	(78)	(49)		49
Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(76)	(64)	(250)	(186)
Incentivazione all'esodo del personale	(29)	(34)	(18)	16
Altri	(47)	(13)	(19)	(6)
Totale oneri straordinari	**(230)**	**(160)**	**(287)**	**(127)**
(Oneri) Proventi straordinari netti	**1.118**	**96**	**(55)**	**(151)**

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (220 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita nella cessione a Mediobanca di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (208 milioni di euro).

Gli stanziamenti ai fondi per rischi e oneri (250 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) oneri ambientali e di ristrutturazione relativi a raffinerie, stazioni di servizio e stabilimenti della Divisione R&M (113 milioni di euro); (ii) oneri ambientali relativi al sito di Manfredonia a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione nell'Agricoltura SpA (73 milioni di euro); (iii) oneri per passività potenziali a fronte delle garanzie rilasciate all'atto del conferimento della raffineria e della centrale elettrica di Priolo a Erg Raffinerie Mediterranee SpA (28% Eni) (31 milioni di euro); (iv) oneri relativi ai dipendenti dell'incorporata Italgas Più connessi all'accordo stipulato in data 9 aprile 1999 dall'Italgas con le organizzazioni sindacali in tema di previdenza integrativa (Fondo Gas) secondo il quale, nel caso di passaggio ad altro CCNL sono riconosciuti ai dipendenti, oltre ai diritti economici maturati, i diritti previdenziali in maturazione (2% dell'ultima retribuzione annua lorda moltiplicato per il numero di anni di iscrizione al Fondo Gas) (17 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari (19 milioni di euro) riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di Fornovo per effetto della riorganizzazione dell'attività (15 milioni di euro).

Eliminazione delle interferenze fiscali

Le nuove disposizioni introdotte dalla "Riforma Vietti" non consentono più di effettuare in bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie. In relazione a ciò, si è proceduto al "disinquinamento" dei valori di bilancio al 1° gennaio 2004 dalle rettifiche di valore e dagli accantonamenti di questa natura effettuati in esercizi precedenti risultanti dalla Nota integrativa al bilancio dell'esercizio 2003. Il disinquinamento ha determinato la rilevazione di un provento netto di 1.076 milioni di euro costituito dal saldo tra i proventi straordinari di 1.409 milioni di euro e l'accantonamento al fondo imposte differite relativo di 333 milioni di euro. Gli effetti sulle voci dell'attivo e del passivo e sul risultato di esercizio sono indicati al paragrafo "Modifica ai criteri contabili" dei "Criteri di valutazione" della Nota integrativa.

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Imposte correnti:				
- Irpeg/Ires	(1.131)	(640)	(644)	(4)
- Irap	(162)	(131)	(160)	(29)
- Imposta sostitutiva	(151)	(88)		88
- Crediti d'imposta	354	142		(142)
Totale	**(1.090)**	**(717)**	**(804)**	**(87)**
Imposte differite	(81)	(93)	(173)	(80)
Imposte anticipate	395	111	78	(33)
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	201	73		(73)
Totale	**515**	**91**	**(95)**	**(186)**
	(575)	**(626)**	**(899)**	**(273)**

Le imposte correnti di 804 milioni di euro aumentano di 87 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) delle minori rettifiche di valore e accantonamenti effettuati in applicazione di norme tributarie (248 milioni di euro); (ii) del venir meno del beneficio della cosiddetta *Dual income tax* (40 milioni di euro); (iii) del minor utilizzo di fondi tassati nei precedenti esercizi (33 milioni di euro); (iv) del minor utilizzo per eccedenza del fondo imposte (30 milioni di euro); (v) del maggiore utile operativo (25 milioni di euro); (vi) dei maggiori accantonamenti a fondi tassati che hanno influenzato l'utile operativo (19 milioni di euro); (vii) dei maggiori ammortamenti eccedenti quelli fiscalmente consentiti (11 milioni di euro). Questi aumenti sono stati in parte assorbiti: (i) dal maggior riconoscimento delle perdite su partecipazioni ottenute: a) per quelle dell'esercizio 2004 con la compensazione degli imponibili negativi delle società controllate senza prospettive di redditività[7]; b) per quelle relative agli esercizi 2002 e 2003 con la deduzione delle quote di un quinto rinviate a norma del D.L. n. 209/2002 (complessivamente 143 milioni di euro); (ii) dal venir meno dell'imposta sostitutiva relativa all'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati e alle operazioni straordinarie (88 milioni di euro); (iii) dalla differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2002 e 2003 e quelle determinate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (38 milioni di euro); (iv) dalla riduzione di un punto percentuale dell'aliquota Ires rispetto a quella Irpeg (20 milioni di euro); (v) dai minori dividendi esteri incassati (14 milioni di euro); (vi) da altri fenomeni minori (17 milioni di euro).

Le imposte differite di 173 milioni di euro aumentano di 80 milioni di euro per effetto essenzialmente della circostanza che dall'esercizio 2004 gli ammortamenti e gli accantonamenti eccedenti essendo dedotti senza imputazione a conto economico comportano lo stanziamento delle imposte differite (76 milioni di euro).

Le imposte anticipate di 78 milioni di euro diminuiscono di 33 milioni di euro per effetto essenzialmente della deduzione della quota di un quinto delle svalutazioni delle partecipazioni relative agli esercizi 2002 e 2003, rinviata a norma del D.L. n. 209/2002 (297 milioni di euro). Questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla rilevazione delle imposte anticipate relative alle differenze tra valori civilistici e valori fiscali delle attività e delle passività della società Syndial inclusa nel Consolidato fiscale nazionale, i cui risparmi di imposta rimangono acquisiti dall'Eni SpA (138 milioni di euro); (ii) dalla rilevazione delle imposte anticipate relative ai maggiori accantonamenti a fondi fiscalmente non riconosciuti (127 milioni di euro).

(7) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le Società del Gruppo Eni, solo le società con prospetrive di redditività che consentono la rilevazione di imposte anticipate hanno diritto alla retrocessione del risparmio d'imposta derivante dal proprio imponibile negativo (v. paragrafo Criteri di valutazione - "Imposte sul reddito" della Nota integrativa).

☐ Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Pro-forma 31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	350	714	364
Immobilizzazioni materiali	4.775	4.906	131
Differenza da aggregazione da fusione Italgas Più (1)	440		(440)
Partecipazioni (2)	20.600	20.825	225
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(436)	(626)	(190)
	25.758	**25.848**	**90**
Capitale di esercizio netto	**3.297**	**1.536**	**(1.761)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(183)**	**(202)**	**(19)**
Capitale investito netto	**28.872**	**27.182**	**(1.690)**
Patrimonio netto (3)	**24.402**	**26.204**	**1.802**
Differenza da aggregazione da fusione EniData (4)	**19**		**(19)**
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	**1.409**		**(1.409)**
Indebitamento finanziario netto	**3.042**	**978**	**(2.064)**
Coperture	**28.872**	**27.182**	**(1.690)**

(1) Differenza tra il valore di carico della partecipazione in Italgas Più (520 milioni di euro post attribuzione del disavanzo di scissione) e il rispettivo patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (80 milioni di euro). Il valore effettivo del disavanzo di fusione di 478 milioni di euro (pari alla differenza tra il valore di carico della partecipazione e il rispettivo patrimonio netto al 31 dicembre 2004 (senza considerare il risultato d'esercizio per la retrodatazione degli effetti contabili al 1° gennaio 2004) è stato attribuito nel 2004 alle immobilizzazioni immateriali alla voce "Avviamento".

(2) Include il valore delle partecipazioni rivenienti dalla scissione parziale di Italgas a favore dell'Eni (312 milioni di euro), dalla fusione di Italgas Più (14 milioni di euro), il maggior valore delle partecipazioni per l'attribuzione della differenza da scissione (595 milioni di euro) e gli annullamenti delle partecipazioni in Italgas, Italgas Più ed EniData (rispettivamente 914, 520 e 11 milioni di euro).

(3) Nello stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto delle n. 234.394.888 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2004 di 3.229 milioni di euro (n. 230.568.453 al 31 dicembre 2003 per un costo di 3.164 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

(4) Differenza tra il valore di carico della partecipazione in EniData (11 milioni di euro) e il patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (30 milioni di euro).

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (5.620 milioni di euro) è la seguente:

	Immobilizzazioni		Totale
(milioni di euro)	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2003	**4.775**	**350**	**5.125**
Investimenti	874	172	1.046
Allocazione del disavanzo di fusione Italgas Più (Avviamento)		478	478
Ammortamenti e svalutazioni	(664)	(243)	(907)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(58)	(8)	(66)
Altre variazioni	(21)	(35)	(56)
Saldo al 31 dicembre 2004	**4.906**	**714**	**5.620**

Notizie sugli investimenti effettuati sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

Partecipazioni

Le partecipazioni (20.825 milioni di euro), oltre alle variazioni già illustrate al punto "Scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni", aumentano di 225 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)			
Partecipazioni al 31 dicembre 2003			**20.600**
Acquisizioni e conferimenti			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (conferimento)	115		
Eni International BV (acquisizione)	27		
Geopromtrans Ltd Liability (acquisizione)	15		
Servizi Aerei SpA (conferimento)	13		
Italgas SpA (acquisizione)	11		
Italiana Petroli SpA (conferimento)	11		
Altre	14		
		206	
Interventi sul capitale			
Syndial SpA	454		
EniPower SpA	350		
Albacom SpA	54		
Raffineria di Milazzo ScpA	34		
Raffineria di Gela SpA	30		
		922	
Decrementi per cessioni e altre variazioni			
Snam Rete Gas SpA	(442)		
Altre	(23)		
		(465)	
Svalutazioni e perdite			
Syndial SpA	(380)		
Albacom SpA	(41)		
Altre	(17)		
		(438)	**225**
Partecipazioni al 31 dicembre 2004			**20.825**

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2004, 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 2004 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**Valore netto**
Eni International BV	4.161
Eni Investments Plc	3.568
Snam Rete Gas SpA	2.444
Italgas SpA	2.019
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Polimeri Europa SpA	1.074
EniPower SpA	945
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Eni Exploration BV	589
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
Syndial SpA	331
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigaz Rt	224
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	116
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	100
Snamprogetti SpA	93
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	52
Italiana Petroli SpA	51
Ecofuel SpA	48
Eni International Bank Ltd	43
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	31
EniTecnologie SpA	31
Servizi Aerei SpA	28
Fiorentina Gas Clienti SpA	24
Siciliana Gas SpA	24
Immobiliare Est SpA	19
Inversora de Gas del Centro SA	18
AgipRete SpA	15
Adriaplin Doo	14
Distribuidora de Gas Cuyana SA	14
Sieco SpA	14
Consorzio SET	(18)
Altre	62
	20.825

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti commerciali	6.193	6.389
Rimanenze	1.254	1.160
Crediti tributari	1.234	1.068
Crediti per imposte anticipate	1.057	657
Debiti commerciali	(3.572)	(3.982)
Debiti tributari	(1.016)	(1.212)
Fondi per rischi e oneri	(1.630)	(1.974)
Altre passività nette di esercizio	(223)	(570)
	3.297	**1.536**

Le rimanenze (1.160 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 tributari (1.068 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso l'Amministrazione finanziaria per Irpeg (806 milioni di euro) (v. il commento alla nota n. 5 della Nota integrativa).

I crediti per imposte anticipate (657 milioni di euro) diminuiscono di 400 milioni di euro per effetto essenzialmente delle imposte differite nette stanziate nell'esercizio sulle rettifiche di valore e sugli accantonamenti effettuati nonché della rilevazione delle imposte differite sul "disinquinamento fiscale" (v. "eliminazioni delle interferenze fiscali" del commento ai risultati economico-finanziari).

I debiti tributari (1.212 milioni di euro) aumentano di 196 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori debiti per accise e imposte di consumo connesso alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto per il prodotto immesso in consumo nella seconda metà del mese di dicembre (510 milioni di euro) e dei maggiori debiti per imposte correnti (241 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori debiti per imposta sostitutiva (330 milioni di euro), dai minori debiti per *royalty* su idrocarburi (131 milioni di euro) e da minori debiti per Iva (97 milioni di euro).

I fondi per rischi e oneri (1.974 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (916 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (298 milioni di euro); (iii) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (198 milioni di euro); (iv) 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 (176 milioni di euro); (v) la stima dell'onere a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro) (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato); (vi) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (61 milioni di euro).

Le altre passività nette di 570 milioni di euro aumentano di 347 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dell'incasso del dividendo dalla Stoccaggi Gas Italia SpA iscritto per competenza nel bilancio 2003 (323 milioni di euro); (ii) dei maggiori risconti passivi relativi a proventi pluriennali riconosciuti a società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (229 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati: (i) dai crediti verso imprese controllate per imposte da pagare a seguito della loro inclusione nel Consolidato fiscale nazionale (69 milioni di euro); (ii) dai maggiori crediti per note credito da ricevere da fornitori esteri di gas naturale (38 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 202 milioni di euro aumenta di 19 milioni di euro a seguito essenzialmente degli stanziamenti dell'esercizio, parzialmente compensati dagli utilizzi.

Patrimonio netto

(milioni di euro)			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2003			**24.402**
Incremento per:			
- utile 2004	4.684		
- avanzo di fusione	7		
- assegnazioni stock option	3		
- incasso contributi	1	4.695	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2003	(2.828)		
- acquisto azioni proprie e altre variazioni	(65)	(2.893)	
			1.802
Patrimonio netto al 31 dicembre 2004			**26.204**

Effetto sul patrimonio netto Eni dell'incorporazione di EniData e attribuzione dell'avanzo di fusione

Il patrimonio netto dell'Eni SpA registra un aumento di 7 milioni di euro a seguito dell'annullamento delle azioni EniData con le attività e passività della società incorporata, come segue:

(milioni di euro)	
Patrimonio netto EniData SpA	23
Valore di libro delle azioni EniData SpA	16
Avanzo di fusione	7

L'avanzo di fusione di 7 milioni di euro è stato utilizzato per ricostituire, ai sensi dell'art. 172 comma 5 del D.P.R. 917/1986, le riserve in sospensione di imposta risultanti dal bilancio 2003 della società incorporata; residua un avanzo, imputato in bilancio alla "Riserva da avanzo di fusione", di 4 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
- Riserva da rivalutazione legge n. 342/2000	3
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	..
- Riserva da avanzo di fusione	4

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 di 978 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Debiti finanziari			
a lungo termine: (1)			
- prestiti obbligazionari	2.000	2.000	
- imprese finanziarie controllate	355	467	112
- banche	103	55	(48)
- altri finanziatori	50	53	3
	2.508	**2.575**	**67**
a breve termine:			
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	127	71	(56)
- imprese finanziarie controllate	1.288	192	(1.096)
- altri finanziatori	14	8	(6)
	1.429	**271**	**(1.158)**
(a)	**3.937**	**2.846**	**(1.091)**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
a lungo termine: (1)			
- imprese controllate	31	20	(11)
- altri	5	5	
	36	**25**	**(11)**
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate		1.000	1.000
- imprese controllate	9	10	1
- imprese collegate	55	22	(33)
- altri	3		(3)
	67	**1.032**	**965**
(b)	**103**	**1.057**	**954**
Titoli	234	230	(4)
Disponibilità	558	581	23
(c)	**792**	**811**	**19**
(a-b-c)	**3.042**	**978**	**(2.064)**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 2.064 milioni di euro è 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: (i) dal pagamento del dividendo 2003 (2.866 milioni di euro); (ii) dagli investimenti in partecipazioni (1.103 milioni di euro); (iii) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.046 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro).

I titoli (230 milioni di euro) sono relativi a Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 581 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (554 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	**2004**
Utile dell'esercizio	4.684
a rettifica:	
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.376
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(1.779)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**4.281**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	465
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	1.386
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.132**
Investimenti tecnici	(1.046)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(1.173)
Disinvestimenti	834
Altre variazioni relative all'attività di investimento	199
Free cash flow	**4.946**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(952)
Variazione debiti finanziari	(1.105)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.866)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**23**
Free cash flow	**4.946**
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.866)
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto	(16)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**2.064**

■ Altre informazioni

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni[8]

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 dal Piano 2003-2005 di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia 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%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

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[9] (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 scade 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 allo 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 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 allo 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 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 azioni a 989 dirigenti; (ii) nel 2001, n. 1.851.750 azioni a 932 dirigenti; (iii) nel 2002, n. 1.037.200 azioni a 770 dirigenti. Al 31 dicembre 2004 sono state sottoscritte n. 3.360.650 azioni (nel corso del 2004 sono state sottoscritte n. 1.457.200 azioni a

(8) 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.

(9) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

seguito degli impegni assunti nell'anno 2001 e 45.100 azioni a seguito degli impegni assunti nell'anno 2002) e sono decaduti n. 18.850 diritti. Al 31 dicembre 2004 il capitale sociale dell'Eni è di 4.004.424.476 euro, rappresentato da n. 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro. I diritti esistenti al 31 dicembre 2004, pari a n. 938.000, scadono nel 2005.

Piano 2003-2005

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 allo 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.

L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi alla scadenza del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di assegnazione 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 scade 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 19 giugno 2003 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2003 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,0375% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2002 gli obiettivi individuali prefissati.

Il 6 luglio 2004, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2004 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,4 milioni di azioni proprie (pari allo 0,035% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2003 gli obiettivi individuali prefissati.

Alla data del 31 dicembre 2004 sono stati assunti impegni di assegnazione a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, per complessive n. 2.241.600 azioni proprie, come segue: (i) nel 2003, n. 1.206.000 azioni a 816 dirigenti; (ii) nel 2004, n. 1.035.600 azioni a 779 dirigenti. Sempre alla stessa data sono state assegnate n. 63.800 azioni proprie (nel corso del 2004 sono state assegnate n. 42.100 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2003 e 7.700 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2004) e sono decaduti n. 3.600 diritti. I diritti esistenti al 31 dicembre 2004 sono n. 2.174.200, di cui n. 1.147.200 (relativi a impegni assunti nel 2003) scadenti nel 2006 e n. 1.027.000 (relativi a impegni assunti nel 2004) scadenti nel 2007.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2003 e nel 2004 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2003		2004	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.551.900**	**15,150**	**3.635.050**	**15,101**
Nuovi diritti assegnati	1.206.000	13,764	1.035.600	17,035
Diritti esercitati nel periodo	(1.122.150)	13,751	(1.552.100)	16,766
Diritti decaduti nel periodo	(700)	13,604	(6.350)	16,618
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.635.050**	**15,101**	**3.112.200**	**18,461**
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	-	-

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti 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 decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

Piani 2002-2004

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 allo 0,375% del capitale sociale), a valere sui piani di *stock option* da realizzare nel triennio 2002-2004, da vendere ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate, ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[10], che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo.

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, 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 decorsi otto anni dalla data di assegnazione (per l'Amministratore Delegato dell'Eni, 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.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: ai piani di *stock option* è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 51, 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%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

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, al prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre 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, dal 1° agosto 2005 e fino al 31 luglio 2010.

Nel corso del 2002 sono stati assegnati a 314 dirigenti 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. Al 31 dicembre 2004, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 184.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 65.500 diritti (di cui 59.500 perché non esercitati nei termini e 6.000 per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro); alla stessa data risultano in essere n. 3.268.500 diritti.

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, 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; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre 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, al prezzo sopraindicato, dal 1° agosto 2006 e fino al 31 luglio 2011 (per l'Amministratore Delegato dell'Eni, fino al 31 luglio 2010).

Nel corso del 2003 sono stati assegnati a 376 dirigenti 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 2004, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 169.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 6.500 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.527.000 diritti.

(10) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

Il 6 luglio 2004, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *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), nel rapporto di 1 a 1, 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; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2004 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, al prezzo sopraindicato, decorsi tre anni dalla data di assegnazione e fino al 29 luglio 2012 (per l'Amministratore Delegato dell'Eni, fino al 31 luglio 2010).

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; al 31 dicembre 2004 nessuno diritto risulta esercitato o decaduto.

L'evoluzione del piano 2002-2004 nel 2003 e nel 2004 è la seguente:

	2003			2004		
(euro)	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	**3.518.500**	**15,216**	**15,15**	**8.162.000**	**14,367**	**15,101**
Nuovi diritti assegnati	4.703.000	13,743	13,743	3.993.500	16,576	16,576
Diritti esercitati nel periodo				(354.000)	14,511	16,749
Diritti decaduti nel periodo	(59.500)	15,216	13,648	(12.500)	14,450	16,745
Diritti esistenti al 31 dicembre	**8.162.000**	**14,367**	**15,101**	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**
di cui esercitabili	**73.000**	**14,802**	**15,101**			

☐ 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 2004 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 ai diritti assegnati è omessa trattandosi di azioni gratuite; nessun diritto è scaduto nell'esercizio.

Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati nell'esercizio è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni sul conto titoli intrattenuto dall'assegnatario.

		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 mesi	Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	107.300	18	35.300	38	37.800	16,750	104.800	19
Gilberto Callera (1)	Direttore generale Div. R&M	49.600	17			49.600	17,011		
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	40.300	20	13.000	38	12.800	16,750	40.500	20
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	50.500	17	13.000	38	23.000	16,750	40.500	20
Angelo Taraborrelli (2)	Direttore generale Div. R&M	16.950	20	5.800	38	5.250	16,750	17.500	20

(1) Fino al 13 aprile 2004.
(2) Dal 14 aprile 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 scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione R&M	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M
		Vittorio Mincato	Gilberto Callera (1)	Stefano Cao	Luciano Sgubini	Angelo Taraborrelli (2)
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:						
- numero opzioni		347.500	97.000	118.500	118.500	53.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	14,442	14,442	14,439	14,439	14,396
- scadenza media in mesi		79	85	85	85	86
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni		151.500		63.500	51.500	43.500
- prezzo di esercizio	(euro)	16,576		16,576	16,576	16,576
- scadenza media in mesi		72		96	96	96
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni			(97.000)			
- prezzo medio di esercizio	(euro)		14,442			
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		499.000		182.000	170.000	96.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	15,090		15,185	15,086	15,379
- scadenza media in mesi		67		79	79	81

(1) Fino al 13 aprile 2004.
(2) Dal 14 aprile 2004.

☐ 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 2004 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").

Nome e cognome	Società partecipate	Numero azioni possedute al 31.12.2003	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2004
Consiglio di Amministrazione					
Vittorio Mincato	Eni SpA	44.850	37.800 (1)		82.650
Dario Fruscio	Eni SpA	550			550
Guglielmo Moscato	Eni SpA	56.340	10.736	7.500	59.576
	Saipem SpA	4.000		4.000	-
Mario Resca	Eni SpA	70		70	-
Collegio sindacale					
Luigi Biscozzi	Eni SpA	10.500	6.000	10.000	6.500
	Saipem SpA	3.000		3.000	-
	Snam Rete Gas SpA	33.000	13.000	33.000	13.000
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Giorgio Silva	Eni SpA	2.750		2.750	-
	Snam Rete Gas SpA	4.100		4.100	-
Direttori generali					
Gilberto Callera (*) - Div. R&M	Eni SpA	18.865	146.600 (2)	128.965	36.500
Stefano Cao - Div. E&P	Eni SpA		12.800 (1)		12.800
	Saipem SpA		17.600 (3)	17.600	-
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Luciano Sgubini - Div. G&P	Eni SpA	26.600	23.000 (1)		49.600
	Snam Rete Gas SpA	1.100		1.100	-
Angelo Taraborrelli (**) - Div. R&M	Eni SpA	5.350	5.250 (1)		10.600
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200

(*) Fino al 13 aprile 2004.
(**) Dal 14 aprile 2004.
(1) Riguardano la sottoscrizione delle *stock grant* a fronte degli impegni assunti dall'Eni nel 2001 (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) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (49.600) e sulle *stock option* (97.000) a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.
(3) Riguardano l'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. Le azioni sono state sottoscritte in data 16 dicembre 2003 e assegnate l'8 gennaio 2004.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

☐ 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 2004 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 3, 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, relativamente ai sindaci, gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	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								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	520	7	142		669
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	509		735	922	2.166
Mario Giuseppe Cattaneo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	108				108
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	110				110
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	110				110
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	102				102
Guglielmo Moscato	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	112				112
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	105				105
Collegio Sindacale								
Andrea Monorchio	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	114				114
Luigi Biscozzi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	91			46 (2)	137
Paolo Andrea Colombo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	91			32 (3)	123
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	90			54 (4)	144
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	90			45 (5)	135
Direttori generali								
Gilberto Callera	Divisione R&M	01.01-13.04				798	243	1.041 (6)
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12				280	644	924
Luciano Sgubini	Divisione G&P	01.01-31.12				353	574	927
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	14.04 -31.12				129	317	446
				2.152	**7**	**2.437**	**2.877**	**7.473**

(*) Relativi alle *performance* realizzate nel 2003.
(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 e nella Polimeri Europa SpA.
(3) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Saipem SpA.
(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due dal 24 febbraio 2004.
(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA e di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA dal 27 aprile 2004.
(6) Include le indennità corrisposte in sede di risoluzione del rapporto di lavoro (798 mila euro).

☐ Azioni proprie e di società controllanti

Il 28 maggio 2004 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, fino al 30 novembre 2005, 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, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (232 milioni di azioni). Gli acquisti sono 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 2004 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	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	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597 (1)	70	0,10
	234.812.701	**13,789**	**3.238**	**5,86**
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	13			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003 e 2004	63.800			
- vendute per esercizio opzioni in applicazione dei piani di *stock option* 2002 e 2003	354.000			
	234.394.888			

(1) Nel 2004 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 16,919 euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze.

☐ 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.

☐ 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 2003 e 2004, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

	Risultato operativo			Risultato netto		
(milioni di euro)	2003	2004	Variazione	2003	2004	Variazione
Eni Exploration BV (1)	(394)	699	1.093	(394)	699	1.093
Enifin SpA	31	36	5	-	205	205
Eni International BV (1)	2.087	3.051	964	2.079	3.053	974
EniPower SpA	12	45	33	3	30	27
Italgas SpA	408	330	(78)	132	430	298
Polimeri Europa SpA	(105)	223	328	(202)	276	478
Saipem SpA	122 (2)	23	(99)	68	61	(7)
Snamprogetti SpA	12	(11)	(23)	8	2	(6)
Snam Rete Gas SpA	905	951	46	81	1.333	1.252
Syndial SpA	(310)	(272)	38	(184)	(397)	(213)

(1) Milioni di dollari USA.
(2) Al fine di consentire un raffronto omogeneo il risultato delle operazioni di copertura rilevato nel 2003 negli oneri/proventi finanziari è stato riclassificato nell'utile operativo. L'utile operativo dell'esercizio 2003 è stato aumentato di 56 milioni di euro (da 66 milioni di euro a 122 milioni di euro) per tener conto della modifica del trattamento contabile delle operazioni di copertura dei ricavi che dal 2004 sono rilevati al cambio di copertura anziché al cambio corrente.

Di seguito sono indicate le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 2004, nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società indicate nella tabella.

ENI EXPLORATION BV: il risultato netto (699 milioni di dollari USA) aumenta di 1.093 milioni di dollari USA (da una perdita di 394 milioni di dollari USA a un utile di 699 milioni di dollari USA) a seguito: (i) dell'aumento dei prezzi e dei volumi di vendita degli idrocarburi; l'incremento dei volumi è stato realizzato in particolare in Nigeria, Angola, Kazakhstan e Algeria; (ii) della riduzione dell'attività esplorativa in Brasile, Russia, Angola e Kazakhstan; (iii) delle plusvalenze conseguite nella vendita delle partecipazioni in Agip Mauritania BV e LukAgip NV.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (10 unità) diminuisce di 5 unità.

ENIFIN SPA: l'utile operativo (36 milioni di euro) aumenta di 5 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento del margine finanziario connesso principalmente alle maggiori commissioni su garanzie rilasciate nell'interesse di società del Gruppo.

L'utile netto (205 milioni di euro) aumenta di pari importo a seguito essenzialmente degli effetti dell'eliminazione delle interferenze fiscali che ha comportato: (i) l'imputazione a beneficio del conto economico dei fondi rischi su crediti effettuati in esercizi precedenti in applicazione di norme tributarie (180 milioni di euro, al netto delle relative imposte differite); (ii) il venir meno delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie (29 milioni di euro nel 2003).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (96 unità) aumenta di 4 unità.

ENI INTERNATIONAL BV: l'utile netto (3.053 milioni di dollari USA) aumenta di 974 milioni di dollari USA a seguito essenzialmente del miglioramento dei risultati conseguiti dalle partecipate connesso all'aumento dei prezzi degli idrocarburi e dei volumi venduti.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (29 unità) aumenta di 6 unità.

ENIPOWER SPA: l'utile operativo (45 milioni di euro) aumenta di 33 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'entrata in esercizio dei gruppi a ciclo combinato delle centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti della fermata poliennale della centrale di Livorno per manutenzione effettuata nell'ultimo trimestre del 2004, dallo stanziamento relativo allo smantellamento di alcuni impianti, in ottemperanza alle prescrizioni del Ministero dell'ambiente, e dai maggiori ammortamenti connessi alla revisione della loro vita utile.

I ricavi della gestione caratteristica (904 milioni di euro) aumentano di 392 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite connesso all'avvio dei nuovi gruppi a ciclo combinato di Ferrera Erbognone e di Ravenna.

L'utile netto (30 milioni di euro) aumenta di 27 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo (33 milioni di euro) e dei maggiori proventi straordinari (4 milioni di euro) connesso all'eliminazione delle interferenze fiscali. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito (10 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (361 milioni di euro; 527 nel 2003) riguardano principalmente (342 milioni di euro) i nuovi impianti a ciclo combinato in corso di realizzazione nei siti di Brindisi, Mantova, Ravenna e Ferrera Erbognone.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (516 unità) aumenta di 31 unità.

ITALGAS SPA: l'utile operativo (330 milioni di euro) diminuisce di 78 milioni di euro a seguito essenzialmente della modifica del trattamento contabile dei contributi di allacciamento e canalizzazione (45 milioni di euro)[11], e della riduzione delle tariffe di vettoriamento (36 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica (636 milioni di euro) diminuiscono di 28 milioni di euro a seguito della riduzione delle tariffe di vettoriamento.

L'utile netto (430 milioni di euro) aumenta di 298 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) degli effetti dell'eliminazione delle interferenze fiscali che ha comportato il venir meno delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie (261 milioni di euro nel 2003), nonché l'imputazione a beneficio del conto economico delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie effettuate in esercizi precedenti (157 milioni di euro, al netto delle relative imposte differite); (ii) dell'aumento dei proventi netti su partecipazioni (11 milioni di euro) e della riduzione degli oneri finanziari netti (4 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dal minor utile operativo (78 milioni di euro) e dalle maggiori imposte sul reddito (52 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (203 milioni di euro; 249 nel 2003) hanno riguardato principalmente lo sviluppo e la manutenzione delle reti gas (170 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (3.580 unità) diminuisce di 105 unità.

POLIMERI EUROPA SPA: il risultato operativo (223 milioni di euro) migliora di 328 milioni di euro (da una perdita di 105 milioni di euro a un utile di 223 milioni di euro) a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del margine di contribuzione dovuto alla ripresa dei margini, al miglioramento della *performance* industriale e commerciale e (ii) alle minori svalutazioni di *asset*.

I ricavi della gestione caratteristica (4.503 milioni di euro) aumentano di 849 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori prezzi unitari e dei maggiori volumi.

L'utile netto (276 milioni di euro) aumenta di 478 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dell'utile operativo (328 milioni di euro); (ii) degli effetti dell'eliminazione delle interferenze fiscali che ha comportato l'imputazione a beneficio del conto economico delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie effettuate in esercizi precedenti (77 milioni di euro, al netto delle relative imposte differite); (iii) dell'incremento dei proventi netti su partecipazioni (44 milioni di euro) dovuti ai maggiori dividendi incassati e alle minori svalutazioni; (iv) dei minori oneri straordinari dovuti, essenzialmente, ai minori oneri per incentivazioni all'esodo (38 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito per Irap (12 milioni di euro) a seguito del miglioramento del risultato operativo.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (82 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 (*Crackers*) e di Priolo e Sarroch (Aromatici).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (5.557 unità) diminuisce di 228 unità.

SAIPEM SPA: l'utile operativo (23 milioni di euro) diminuisce di 99 milioni di euro a seguito del minor contributo del progetto *Greenstream* per le Costruzioni Mare e Karachaganak per le Costruzioni Terra.

I ricavi della gestione caratteristica (1.246 milioni di euro) diminuiscono di 254 milioni di euro, pari al 16,9%, a seguito principalmente della conclusione del progetto *Greenstream* per la posa del gasdotto dalla Libia alla Sicilia e al termine delle attività relative al progetto Karachaganak in Kazakhstan.

L'utile netto (61 milioni di euro) diminuisce di 7 milioni di euro a seguito essenzialmente della diminuzione dell'utile operativo (99 milioni di euro), parzialmente compensato: (i) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (60 milioni di

(11) A seguito della delibera 29 settembre 2004, n. 168 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che ha regolamentato l'attività di preventivazione dei lavori tecnici per l'accesso al servizio gas, le somme dovute dai richiedenti l'allacciamento alla rete gas sono imputate a conto economico in proporzione alla vita utile dei relativi impianti anziché, come effettuato in base al contesto normativo e di mercato precedente, nell'esercizio di attivazione del servizio.

euro); (ii) dalla diminuzione degli oneri finanziari netti (18 milioni di euro); (iii) dalla diminuzione delle imposte sul reddito (12 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 (56 milioni di euro; 24 milioni nel 2003) riguardano prevalentemente attività di mantenimento e migliorie di impianti e attrezzature.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (3.331 unità) diminuisce di 1.468 unità (essenzialmente personale assunto all'estero con contratti a tempo determinato) a seguito del completamento delle attività relative al progetto Karachaganak (Costruzioni terra).

SNAMPROGETTI SPA: la perdita operativa (11 milioni di euro) aumenta di 23 milioni di euro a seguito essenzialmente della definizione di un accordo transattivo con un cliente e della diminuzione della redditività di alcune commesse in portafoglio.

I ricavi della gestione caratteristica di 1.447 milioni di euro aumentano di 230 milioni di euro, pari a circa il 18,9%.

L'utile netto (2 milioni di euro) diminuisce di 6 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione del risultato operativo (23 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (9 milioni di euro), dalla diminuzione degli oneri straordinari netti (6 milioni di euro) e dall'aumento dei proventi finanziari netti (2 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (2.801 unità) aumenta di 363 unità a seguito essenzialmente dell'incorporazione di Aquater e dell'acquisizione di un ramo d'azienda da Ambiente SpA.

SNAM RETE GAS SPA: l'utile operativo (951 milioni di euro) aumenta di 46 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi trasportati (47 milioni di euro); (ii) della restituzione da parte della Regione Sicilia della prima rata del tributo ambientale versata nel 2002 (11 milioni di euro); (iii) della riduzione dei costi fissi operativi delle attività regolate (4 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti (8 milioni di euro) e dalle maggiori minusvalenze da dismissione di immobilizzazioni materiali (7 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica (1.746 milioni di euro) aumentano di 29 milioni di euro a seguito dei maggiori volumi trasportati (47 milioni di euro), parzialmente assorbiti dai minori addebiti effettuati a fronte dei servizi di trasporto operati sulle reti di altri operatori e dai minori ricavi delle attività non regolate.

L'utile netto (1.333 milioni di euro) aumenta di 1.252 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) degli effetti dell'eliminazione delle interferenze fiscali che ha comportato l'imputazione a beneficio del conto economico delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie effettuate in esercizi precedenti (810 milioni di euro, al netto delle relative imposte differite), nonché il venir meno delle rettifiche operate in applicazione di norme tributarie (641 milioni di euro nel 2003); (ii) dell'incremento dell'utile operativo (46 milioni di euro); (iii) della riduzione degli oneri finanziari netti (16 milioni di euro), dovuta essenzialmente alla flessione dell'indebitamento finanziario medio e dei tassi di interesse. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento delle imposte sul reddito (260 milioni di euro), dovuto principalmente allo stanziamento di imposte differite a fronte degli ammortamenti eccedenti effettuati ai fini fiscali.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (569 milioni di euro) riguardano in particolare lo sviluppo e il potenziamento della rete di trasporto (417 milioni di euro) e il mantenimento dell'efficienza e della sicurezza degli impianti (152 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2004 (2.375 unità) diminuisce di 48 unità a seguito del processo di riorganizzazione delle attività operative.

SYNDIAL SPA: la perdita operativa (272 milioni di euro) diminuisce di 38 milioni di euro a seguito essenzialmente della diminuzione delle svalutazioni (38 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica (739 milioni di euro) aumentano di 68 milioni di euro a seguito del favorevole andamento del mercato e dei maggiori volumi di vendita dei cloroderivati.

La perdita netta (397 milioni di euro) registra un incremento di 213 milioni di euro dovuto essenzialmente alla riduzione delle componenti straordinarie connessa alla circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato il provento relativo alla transazione Enimont (200 milioni di euro) nonché all'incremento degli oneri ambientali. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione della perdita operativa.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (21 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 2004 (3.270 unità) diminuisce di 597 unità.

☐ 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.

☐ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2005 sono previsti investimenti in Italia di circa 500 milioni di euro. L'attività esplorativa nel 2005 sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nell'*offshore* siciliano e nelle zone appenniniche e sui temi a olio nella Pianura Padana.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero delle riserve dei giacimenti già in produzione e alla rapida valorizzazione di nuove riserve. I nuovi sviluppi con tema a olio riguarderanno la continuazione della fase realizzativa del progetto Miglianico, con avvio della produzione atteso nel 2007. Per il tema a gas *offshore*, è prevista l'ultimazione del progetto Naide, con *start-up* nel primo semestre 2005, e la realizzazione di Tea, con *start-up* all'inizio del 2006; per il tema gas *onshore* è previsto il completamento del progetto "Candela gas povero", con inizio produzione a fine 2005, e l'avvio dello sviluppo del progetto Capparuccia.

La produzione di idrocarburi nel 2005 è attesa in flessione di circa il 3% a seguito del declino produttivo dei campi in produzione, solo in parte compensato dall'aumento della produzione in Val d'Agri e dagli interventi di ottimizzazione per il recupero delle riserve residue. Considerando anche l'effetto del conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a Eni Mediterranea Idrocarburi SpA la riduzione attesa è pari a circa l'11%.

Divisione Gas & Power

Nel 2005 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) sviluppo della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania, la Turchia e la Francia mediante l'incremento delle vendite a clienti finali con l'avvio di programmi strutturati di *marketing*; (ii) valorizzazione del gas *equity* di produzione, in particolare con la crescita dei volumi di gas trasportati dalla Libia all'Italia attraverso il gasdotto Greenstream; (iii) sviluppare le attività 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 sta attuando politiche commerciali finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente. 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. Dal 1° gennaio 2005 è operativa l'integrazione di Italgas Più in Eni Divisione Gas & Power: ciò consentirà di ottimizzare le attività commerciali e di cogliere le opportunità derivanti dalle sinergie attraverso lo snellimento del processo decisionale e la diffusione del *know-how*.

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 oltre l'1% rispetto al 2004, esclusi gli effetti climatici sui consumi di gas nel settore civile.

Divisione Refining &Marketing

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di circa 760 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, il miglioramento dell'efficienza delle strutture produttive nonché il miglioramento della qualità dei prodotti; (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 (33,36 milioni di tonnellate nel 2004) sono previste in riduzione, anche a seguito della ridotta attività prevista sulla raffineria di Gela dovuta al danno alle infrastrutture di attracco delle navi per il carico/scarico del petrolio e dei prodotti causato dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004.

Le vendite sulla rete sono attese sostanzialmente in linea con il 2004 (8,89 milioni di tonnellate). L'erogato medio per stazione di servizio (2.528 mila litri nel 2004) è previsto in crescita.

☐ Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. n. 196 del 30 giugno 2003

L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali dell'Eni, dichiara che è stato aggiornato 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 e dai Presidenti delle incorporate Italgas Più SpA ed EniData SpA, nella loro qualità di titolari del trattamento dati, nonché, per la Corporate, dal responsabile ICT.

☐ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma 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 2004 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 893 milioni di chilowattora.

La produzione ottenuta nel 2004 presso le centrali sub a), al netto dell'autoconsumo, è stata di 151 milioni di chilowattora (151 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2003) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 13 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

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.

Nel corso del 2004 l'Italgas Più SpA, società incorporata dall'Eni con atto di fusione stipulato il 16 dicembre 2004 e retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004 (vedi paragrafo "Riorganizzazione societaria, riforma del diritto societario e riforma fiscale" della Relazione sulla gestione), ha svolto l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica. L'energia elettrica oggetto di acquisto/vendita è stata di 14,4 milioni di chilowattora e ha interessato 28 clienti con un fatturato di circa 1 milione di euro. L'attività elettrica svolta da Italgas Più SpA è terminata contestualmente all'incorporazione in Eni SpA.

Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2004. 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. Ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera le attività svolte dalle centrali sub b) sono inquadrate nell'ambito delle "Attività diverse".

Stato patrimoniale al 31.12.2004 ripartito per attività

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	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			70	70			70
concessioni, licenze, marchi e diritti simili			89	89			89
avviamento			476	476			476
immobilizzazione in corso e acconti			29	29			29
altre			50	50			50
Totale			**714**	**714**			**714**
Immobilizzazioni materiali:							
terreni e fabbricati			372	372			372
impianti e macchinario		9	3.511	3.520			3.520
attrezzature industriali e commerciali			43	43			43
altri beni			61	61			61
immobilizzazioni in corso e acconti			924	924			924
Totale		**9**	**4.911**	**4.920**			**4.920**
Immobilizzazioni finanziarie:							
partecipazioni in:							
- imprese controllate						20.006	20.006
- imprese collegate						828	828
- altre imprese						9	9
crediti:							
- verso imprese controllate:							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*20*	*20*			*20*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*10*	*10*			*10*
- verso imprese collegate:							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*5*	*5*			*5*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo							
- verso altri:							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*9*	*9*			*9*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo							
altri titoli						20	20
azioni proprie						2.943	2.943
per un valore nominale complessivo di 209.141.953 e 213.388.288 euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004							
Totale			**44**	**44**		**23.806**	**23.850**
Totale immobilizzazioni		**9**	**5.669**	**5.678**		**23.806**	**29.484**

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Attivo circolante:							
Rimanenze:							
materie prime, sussidiarie e di consumo			356	356			356
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			33	33			33
lavori in corso su ordinazione			11	11			11
prodotti finiti e merci			760	760			760
Totale			**1.160**	**1.160**			**1.160**
Crediti:							
verso clienti:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	*1*	*4*	*4.427*	*4.432*			*4.432*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*33*	*33*			*33*
verso imprese controllate:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*2.912*	*2.912*			*2.912*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo							
verso imprese collegate:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*175*	*175*			*175*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*1*	*1*			*1*
verso controllanti:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo							
crediti tributari:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*280*	*280*			*280*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*788*	*788*			*788*
imposte anticipate:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*657*	*657*			*657*
verso altri:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*207*	*207*			*207*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*61*	*61*			*61*
Totale	**1**	**4**	**9.541**	**9.546**			**9.546**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:							
azioni proprie						286	286
altri titoli						231	231
per un valore nominale complessivo di 21.426.500 e 21.006.600 euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004							
Totale						**517**	**517**
Disponibilità liquide:							
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo						578	578
danaro e valori in cassa						3	3
Totale						**581**	**581**
Totale attivo circolante	**1**	**4**	**10.701**	**10.706**		**1.098**	**11.804**
Ratei e risconti:							
disaggio su prestiti			3	3			3
ratei e altri risconti			79	79			79
TOTALE ATTIVO	**1**	**13**	**16.452**	**16.466**		**24.904**	**41.370**

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
PASSIVO							
Patrimonio netto:							
Capitale						(4.004)	(4.004)
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						(9.840)	(9.840)
- legge n. 448/2001						(43)	(43)
Riserva legale						(959)	(959)
Riserva per azioni proprie in portafoglio						(3.229)	(3.229)
Altre riserve:							
- riserva per acquisto di azioni proprie						(2.162)	(2.162)
- riserva da avanzo di fusione						(4)	(4)
- riserva disponibile						(3.896)	(3.896)
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001							
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986						(410)	(410)
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967							
- riserva art. 14 legge n. 342/2000						(74)	(74)
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986							
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 69/1983							
- conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986						(62)	(62)
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983						(19)	(19)
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile						(1)	(1)
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993						(2)	(2)
Utile dell'esercizio						(4.684)	(4.684)
Totale						**(29.433)**	**(29.433)**
Fondi per rischi e oneri:							
per trattamento di quiescenza e obblighi simili			(11)	(11)			(11)
per imposte anche differite			(37)	(37)			(37)
altri			(1.943)	(1.943)			(1.943)
Totale			**(1.991)**	**(1.991)**			**(1.991)**

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato			**(202)**	**(202)**			**(202)**
Debiti:							
obbligazioni:							
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						(2.000)	(2.000)
debiti verso banche:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						*(71)*	*(71)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						*(55)*	*(55)*
debiti verso altri finanziatori:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						*(9)*	*(9)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						*(52)*	*(52)*
acconti:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			(174)	(174)			(174)
debiti verso fornitori:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	*(1)*	*(1)*	*(2.267)*	*(2.269)*			*(2.269)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*(30)*	*(30)*			*(30)*
debiti verso imprese controllate:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*(2.435)*	*(2.435)*			*(2.435)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*(467)*	*(467)*			*(467)*
debiti verso imprese collegate:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*(117)*	*(117)*			*(117)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo							
debiti tributari:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*(1.212)*	*(1.212)*			*(1.212)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo							
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			(44)	(44)			(44)
altri debiti:							
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*(193)*	*(193)*			*(193)*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*(135)*	*(135)*			*(135)*
Totale	**(1)**	**(1)**	**(7.074)**	**(7.076)**		**(2.187)**	**(9.263)**
Ratei e risconti			**(481)**	**(481)**			**(481)**
TOTALE PASSIVO	**(1)**	**(1)**	**(9.748)**	**(9.750)**		**(31.620)**	**(41.370)**

Conto economico 2004 ripartito per attività

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Valore della produzione:							
ricavi delle vendite e delle prestazioni	1	13	47.461	47.475	(7)		47.468
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti			(4)	(4)			(4)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione			13	13			13
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni			107	107			107
altri ricavi e proventi:							
. contributi in conto esercizio			5	5			5
. altri			508	508			508
Totale	**1**	**13**	**48.090**	**48.104**	**(7)**		**48.097**
Costi della produzione:							
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(1)	(7)	(25.618)	(25.626)	7		(25.619)
per servizi		(3)	(5.900)	(5.903)			(5.903)
per godimento di beni di terzi			(465)	(465)			(465)
per il personale:							
- salari e stipendi			(567)	(567)			(567)
- oneri sociali			(174)	(174)			(174)
- trattamento di fine rapporto			(44)	(44)			(44)
- altri costi			(12)	(12)			(12)
ammortamenti e svalutazioni:							
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali			(244)	(244)			(244)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		(2)	(655)	(657)			(657)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni			(12)	(12)			(12)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide			(39)	(39)			(39)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci			(96)	(96)			(96)
accantonamenti per rischi			(50)	(50)			(50)
altri accantonamenti			(136)	(136)			(136)
oneri diversi di gestione			(10.853)	(10.853)			(10.853)
Totale	**(1)**	**(12)**	**(44.865)**	**(44.878)**	**7**		**(44.871)**

(milioni di euro)	Acquisto e vendita	Produzione	Attività diverse	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione		**1**	**3.225**	**3.226**			**3.226**
Proventi e oneri finanziari							
proventi da partecipazioni:							
. da imprese controllate						*1.791*	*1.791*
. da imprese collegate						*5*	*5*
. da altri						*36*	*36*
altri proventi finanziari:							
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:							
. da imprese controllate						*2*	*2*
. da imprese collegate						*1*	*1*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni						6	6
- proventi diversi dai precedenti:							
. da imprese controllate						*58*	*58*
. da imprese collegate						*36*	*36*
. da altri						*36*	*36*
interessi e altri oneri finanziari:							
. verso imprese controllate						*(21)*	*(21)*
. verso imprese collegate						*(64)*	*(64)*
. verso altri						*(130)*	*(130)*
utili e perdite su cambi						12	12
Totale						**1.768**	**1.768**
Rettifiche di valore di attività finanziarie							
rivalutazioni:							
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni						*3*	*3*
svalutazioni:							
- di partecipazioni						(435)	(435)
Totale delle rettifiche						**(432)**	**(432)**
Proventi e oneri straordinari							
proventi						1.641	1.641
oneri						(620)	(620)
Totale delle partite straordinarie						**1.021**	**1.021**
Risultato prima delle imposte						**5.583**	**5.583**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate						(899)	(899)
Utile dell'esercizio						**4.684**	**4.684**

Bilancio di esercizio
2004

stato patrimoniale

(euro)		**31.12.2003**	**31.12.2004**
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		53.234.642	69.542.699
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		106.413.026	89.217.363
avviamento		17.417.651	475.711.167
immobilizzazioni in corso e acconti		78.546.639	28.896.172
altre		32.837.157	50.315.058
Totale		**288.449.115**	**713.682.459**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		379.625.085	372.353.614
impianti e macchinario		2.621.158.197	3.519.603.220
attrezzature industriali e commerciali		58.029.861	42.966.280
altri beni		72.546.016	61.479.962
immobilizzazioni in corso e acconti		847.759.001	924.051.212
Totale		**3.979.118.160**	**4.920.454.288**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		20.645.986.011	20.843.222.604
- imprese controllate		*19.930.598.788*	*20.006.405.460*
- imprese collegate		*707.076.788*	*827.943.229*
- altre imprese		*8.310.435*	*8.873.915*
crediti:		49.234.614	43.894.213
- verso imprese controllate:		40.220.874	29.449.049
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*30.797.663*	*19.707.890*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*9.423.211*	*9.741.159*
- verso imprese collegate:		516.450	5.439.761
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*220.045*	*5.439.761*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*296.405*	*0*
- verso altri:		8.497.290	9.005.403
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*5.915.005*	*9.005.403*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.582.285*	*0*
altri titoli		20.137.579	20.123.087
azioni proprie		2.872.673.026	2.943.105.716
per un valore nominale complessivo di 209.141.953 e 213.388.288 euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004			
Totale		**23.588.031.230**	**23.850.345.620**
Totale immobilizzazioni		**27.855.598.505**	**29.484.482.367**

(euro)		31.12.2003	31.12.2004
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		337.416.219	356.368.705
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		30.495.476	33.378.102
lavori in corso su ordinazione		847.315	10.552.897
prodotti finiti e merci		882.127.047	760.036.572
Totale		**1.250.886.057**	**1.160.336.276**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		3.453.776.953	4.464.702.706
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.383.736.714*	*4.431.937.485*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*70.040.239*	*32.765.221*
verso imprese controllate:		2.368.797.526	2.912.086.551
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.368.794.546*	*2.912.081.335*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.980*	*5.216*
verso imprese collegate:		162.986.509	175.775.475
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*162.986.509*	*175.374.315*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*0*	*401.160*
verso controllanti:		0	0
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*0*	*0*
crediti tributari:		1.203.002.927	1.068.001.012
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*429.721.538*	*280.398.316*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*773.281.389*	*787.602.696*
imposte anticipate:		1.050.115.188	656.560.012
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.050.115.188*	*656.560.012*
verso altri:		214.406.751	268.501.593
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*157.696.443*	*207.404.950*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*56.710.308*	*61.096.643*
Totale		**8.453.085.854**	**9.545.627.349**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
azioni proprie per un valore nominale complessivo di 21.426.500 e 21.006.600 euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004		291.785.801	286.122.609
altri titoli		233.956.330	230.485.467
Totale		**525.742.131**	**516.608.076**
Disponibilità liquide:	(NOTA N. 7)		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		260.610.880	578.328.200
danaro e valori in cassa		13.473.224	2.646.477
Totale		**274.084.104**	**580.974.677**
Totale attivo circolante		**10.503.798.146**	**11.803.546.378**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 8)	55.853.541	81.949.127
disaggio su prestiti		2.871.600	2.518.600
ratei e altri risconti		52.981.941	79.430.527
TOTALE ATTIVO		**38.415.250.192**	**41.369.977.872**

(euro)		31.12.2003	31.12.2004
PASSIVO			
Patrimonio netto:	(NOTA N. 9)		
Capitale		*4.002.922.176*	*4.004.424.476*
Riserve di rivalutazione:		*9.923.440.416*	*9.926.778.292*
- 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		*9.836.278.445*	*9.839.616.321*
- legge n. 448/2001		*43.436.276*	*43.436.276*
Riserva legale		*958.395.133*	*958.634.723*
Riserva per azioni proprie in portafoglio		*3.164.459.022*	*3.229.228.324*
Altre riserve:		*6.666.910.539*	*6.630.277.253*
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.232.290.491*	*2.162.079.348*
- riserva da avanzo di fusione			*4.464.534*
- riserva disponibile		*3.049.890.869*	*3.896.086.597*
- riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001		*775.765.435*	*0*
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986		*365.833.229*	*409.886.743*
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		*84.086.675*	*0*
- riserva art. 14 legge n. 342/2000		*73.455.881*	*73.455.881*
- riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986		*196.284*	*0*
- 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		*2.916.800*	*1.414.500*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*1.369.475*	*1.784.250*
Utile dell'esercizio		*2.849.767.834*	*4.684.165.492*
Totale		**27.565.895.120**	**29.433.508.560**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		10.520.886	10.600.993
per imposte, anche differite		9.083.983	37.554.732
altri		1.639.323.913	1.943.210.610
Totale		**1.658.928.782**	**1.991.366.335**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(NOTA N. 11)	**158.219.339**	**202.297.535**

(euro)		31.12.2003	31.12.2004
Debiti:	(NOTA N. 12)		
obbligazioni:		2.000.000.000	2.000.000.000
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.000.000.000*	*2.000.000.000*
debiti verso banche:		230.761.749	126.176.785
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*127.215.467*	*71.261.082*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*103.546.282*	*54.915.703*
debiti verso altri finanziatori:		60.455.632	60.679.543
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*10.062.205*	*8.454.255*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*50.393.427*	*52.225.288*
acconti:		136.932.549	173.831.771
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*136.932.549*	*173.831.771*
debiti verso fornitori:		1.946.266.737	2.299.318.124
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.911.534.829*	*2.269.443.920*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*34.731.908*	*29.874.204*
debiti verso imprese controllate:		3.183.722.947	2.901.301.859
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.828.672.637*	*2.434.124.329*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*355.050.310*	*467.177.530*
debiti verso imprese collegate:		128.648.217	117.082.327
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*128.494.260*	*117.082.327*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*153.957*	*0*
debiti tributari:		846.586.611	1.212.182.712
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*838.395.778*	*1.212.184.500*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*8.190.833*	*0*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		41.089.194	43.678.101
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*40.889.290*	*43.482.498*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*199.904*	*195.603*
altri debiti:		203.009.077	327.973.372
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*191.056.404*	*192.732.101*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*11.952.673*	*135.241.271*
Totale		**8.777.472.713**	**9.262.226.382**
Ratei e risconti	(NOTA N. 13)	254.734.238	480.579.060
TOTALE PASSIVO		**38.415.250.192**	**41.369.977.872**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(euro)		31.12.2003	31.12.2004
GARANZIE	(NOTA N. 14)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		1.886.857.528	5.426.277.221
di imprese collegate		4.893.553.355	4.893.553.355
di altri		1.830.891	3.130.714
Totale		**6.782.241.774**	**10.322.961.290**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		8.745.933.937	29.771.629.249
di imprese collegate		1.517.023.317	1.574.950.753
proprio		610.981.702	575.764.839
di altri		387.224.518	583.901.767
Totale		**11.261.163.474**	**32.506.246.609**
TOTALE GARANZIE		**18.043.405.248**	**42.829.207.898**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 15)		
Impegni:			
acquisto di beni		0	5.709.000
vendita di beni		147.300.000	128.000.000
locazioni finanziarie		51.680.647	58.800.736
contratti derivati di copertura		1.705.595.871	1.136.939.320
altri impegni		336.090.373	286.291.943
Totale		**2.240.666.891**	**1.615.740.998**
Rischi:			
altri		115.804.538	84.311.234
Totale		**115.804.538**	**84.311.234**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**2.356.471.429**	**1.700.052.233**

conto economico

(euro)		**31.12.2003**	**31.12.2004**
Valore della produzione:	(NOTA N. 16)		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		41.883.493.996	47.468.338.494
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		*(81.210.448)*	*(4.267.542)*
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(8.621.664)	12.921.331
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		119.411.961	106.744.926
altri ricavi e proventi:		352.419.003	513.328.022
. contributi in conto esercizio		*12.040.902*	*5.211.689*
. altri		*340.378.101*	*508.116.333*
Totale		**42.265.492.848**	**48.097.065.231**
Costi della produzione:	(NOTA N. 17)		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(21.478.911.235)	(25.619.369.257)
per servizi		(4.771.544.069)	(5.901.998.648)
per godimento di beni di terzi		(473.567.937)	(465.020.824)
per il personale:		(674.740.136)	(797.507.278)
- salari e stipendi		*(474.501.717)*	*(567.339.555)*
- oneri sociali		*(158.426.621)*	*(173.982.801)*
- trattamento di fine rapporto		*(37.771.225)*	*(44.093.864)*
- altri costi		*(4.040.573)*	*(12.091.058)*
ammortamenti e svalutazioni:		(1.720.741.371)	(952.541.791)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(209.469.521)*	*(243.745.239)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(1.484.218.204)*	*(657.324.926)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*0*	*(12.396.408)*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(27.053.646)*	*(39.075.218)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(77.872.619)	(96.024.105)
accantonamenti per rischi		(39.003.600)	(50.244.764)
altri accantonamenti		(92.924.104)	(136.415.985)
oneri diversi di gestione		(10.673.067.029)	(10.851.728.875)
Totale		**(40.002.372.100)**	**(44.870.851.527)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**2.263.120.748**	**3.226.213.704**

(euro)		**31.12.2003**	**31.12.2004**
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 18)		
proventi da partecipazioni:		2.083.209.297	1.831.920.981
. da imprese controllate		*2.073.478.861*	*1.791.143.947*
. da imprese collegate		*1.029.453*	*5.338.635*
. da altri		*8.700.983*	*35.438.399*
altri proventi finanziari:		134.577.096	139.604.635
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:		*4.719.227*	*2.905.832*
. da imprese controllate		*2.985.951*	*2.188.465*
. da imprese collegate		*860.924*	*694.715*
. da altri		*872.352*	*22.652*
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*7.687*	*12.870*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*5.730.162*	*6.311.855*
- proventi diversi dai precedenti:		*124.120.020*	*130.374.078*
. da imprese controllate		*34.296.189*	*58.125.102*
. da collegate		*33.241.694*	*36.367.241*
. da controllanti			*0*
. da altri		*56.582.137*	*35.881.735*
interessi e altri oneri finanziari:		(193.664.713)	(215.524.464)
. verso imprese controllate		*(44.349.156)*	*(20.734.774)*
. verso imprese collegate		*(13.136.565)*	*(63.742.117)*
. verso controllanti			*0*
. verso altri		*(136.178.992)*	*(131.047.573)*
utili e perdite su cambi		2.222.467	12.089.405
Totale		**2.026.344.147**	**1.768.090.557**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 19)		
rivalutazioni:		2.917.252	3.375.328
- di partecipazioni		*2.652.532*	*0*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*0*	*3.172.929*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*264.720*	*202.399*
svalutazioni:		(980.692.867)	(434.704.723)
- di partecipazioni		*(977.599.115)*	*(434.704.723)*
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni - azioni proprie		*(3.093.752)*	*0*
Totale delle rettifiche		**(977.775.615)**	**(431.329.395)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 20)		
proventi		271.909.473	1.640.986.232
oneri		(147.881.948)	(620.285.277)
Totale delle partite straordinarie		**124.027.525**	**1.020.700.955**
Risultato prima delle imposte		**3.435.716.805**	**5.583.675.821**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(NOTA N. 21)	(585.948.971)	(899.510.329)
Utile dell'esercizio		**2.849.767.834**	**4.684.165.492**

nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	**2003**	**2004**
Utile dell'esercizio	2.850	4.684
Appendice fiscale	1.102	
Ammortamenti	881	895
Svalutazioni (rivalutazioni)	496	428
Variazioni fondi per rischi e oneri	(26)	93
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	16	19
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	195	(57)
Dividendi	(2.079)	(1.710)
Interessi attivi	(60)	(80)
Interessi passivi	131	131
Differenze di cambio non realizzate		2
Oneri (proventi) straordinari	(102)	(1.021)
Imposte sul reddito	586	899
Altre rettifiche		(2)
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	3.990	4.281
Variazioni:		
- rimanenze	174	94
- crediti commerciali e diversi	(268)	(462)
- ratei e risconti attivi	(2)	(26)
- debiti commerciali e diversi	190	626
- ratei e risconti passivi	18	233
Flusso di cassa del risultato operativo	4.102	4.746
Dividendi incassati	1.758	2.032
Interessi incassati	63	75
Interessi pagati	(168)	(128)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(60)	(34)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti d'imposta acquistati	(629)	(559)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**5.066**	**6.132**

(milioni di euro)	**2003**	**2004**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(222)	(172)
- immobilizzazioni materiali	(798)	(874)
- partecipazioni e azioni proprie	(4.351)	(1.173)
- titoli	(5)	
- crediti finanziari	(46)	(1.000)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	89	188
Flusso di cassa degli investimenti	(5.333)	(3.031)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	20	
- immobilizzazioni materiali	5	13
- rami d'azienda	195	22
- partecipazioni e azioni proprie	108	799
- titoli		4
- crediti finanziari	24	44
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	12	11
Flusso di cassa dei disinvestimenti	364	893
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.969)**	**(2.138)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.501	310
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(101)	(524)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(819)	(891)
Conferimenti dello Stato - Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(2.833)	(2.866)
Acquisto di azioni proprie		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(2.252)**	**(3.971)**
Effetti delle fusioni		**284**
Flusso di cassa netto del periodo	**(2.155)**	**307**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**2.429**	**274**
Disponibilità liquide a fine periodo	**274**	**581**

■ 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, dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da 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 nel periodo di utilizzazione previsto e nei limiti posti dalla legge o dal contratto. Quando il periodo di utilizzazione non è oggettivamente determinabile, l'ammortamento è effettuato a quote costanti entro un periodo non superiore a 3 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.

Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione.

Le spese di ricerca e 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 30
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 40

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".

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.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con 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.

☐ Immobilizzazioni finanziarie

Partecipazioni

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.

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 nei 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, 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.

☐ 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 al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e le differenze derivanti dall'adeguamento sono iscritte alla voce "Utili e perdite su cambi"; i contratti di copertura sono valutati coerentemente.

L'eventuale utile netto su cambi è accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino al realizzo.

☐ 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 realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione con azioni emesse a favore dei dirigenti del Gruppo (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione) sono iscritte relativamente alle *stock grant* al minore tra il costo di acquisto e il *fair value* (valore equo) delle *stock grant* al momento dell'assegnazione; questo valore è ridotto indirettamente, pro rata temporis, lungo il *vesting period* delle stesse (v. "Ricavi e costi" del presente punto) mediante accantonamento al "Fondo rischi e oneri - altri". Nel caso di *stock option* le azioni proprie in portafoglio sono iscritte al minore 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. 88 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. 88 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. 88 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.

☐ 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 nel 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 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 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. I rischi relativi al contenzioso sono indicati nella Nota integrativa al bilancio consolidato alla nota "Altri conti d'ordine - contenziosi".

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 iscritti 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;
- 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.

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta estera sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Trattamento contabile delle stock grant e delle stock option

A partire dal bilancio dell'esercizio 2003 i costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente, incrementato degli eventuali oneri a carico del datore di lavoro (oneri sociali e TFR) calcolati sulla base del valore normale delle azioni (media dei prezzi ufficiali dell'ultimo mese dell'esercizio); la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (*vesting period*)[1]. Il *fair value* delle *stock grant* (per le assegnazioni 2004: 14,5668 euro) 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 option* (per le assegnazioni 2004: 2,01465 euro) 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. La rilevazione del costo delle *stock grant* è effettuata 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 alla voce "Oneri finanziari - altri" e "Proventi finanziari - altri".

Il costo complessivo delle *stock grant* e delle *stock option* assegnate nel 2004 ai dirigenti a ruolo dell'Eni SpA ammonta a 19 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
Fair value delle *stock grant*	10
Fair value delle *stock option*	5
Oneri sociali e TFR sul valore normale delle *stock grant*	4
	19

Il costo di competenza dell'esercizio 2004 ammonta a 7 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
Assegnazione 2003	6
Assegnazione 2004	3
Imposte anticipate	(2)
	7

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

☐ Imposte sul reddito

A decorrere dall'esercizio 2004 l'Eni SpA e le 23 società controllate indicate al paragrafo "Riorganizzazione societaria, riforma del diritto societario e riforma fiscale - Riforma fiscale" della Relazione sulla gestione hanno esercitato l'opzione per il regime fiscale del Consolidato fiscale nazionale che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra l'Eni SpA e le predette società controllate sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del consolidato nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale: (i) le società

(1) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assegnazione del diritto di opzione 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.

controllate con imponibile positivo trasferiscono all'Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al consolidato nazionale; (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione pari al relativo risparmio d'imposta realizzato dall'Eni SpA se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate. Conseguentemente l'Ires corrente è calcolata sulla base della stima: (i) del reddito imponibile dell'Eni SpA; (ii) del reddito imponibile negativo delle controllate senza prospettive di redditività partecipanti al consolidato nazionale, perché il relativo risparmio d'imposta rimane acquisito dall'Eni SpA; (iii) del reddito imponibile delle sue controllate e collegate residenti in paesi con regimi fiscali privilegiati, proporzionalmente alla partecipazione detenuta, qualora ricorrano le condizioni per la tassazione per imputazione prevista dagli articoli 167 e 168 del D.P.R. 917/1986.

Il debito per imposte è rilevato alla voce "Debiti tributari" al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e, in genere, dei crediti di imposta. Alla stessa voce "Debiti tributari" è iscritta l'Ires corrente calcolata sulla base della stima degli imponibili positivi e negativi delle società controllate che hanno aderito al Consolidato fiscale nazionale, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e dei crediti d'imposta di competenza delle società stesse; in contropartita al debito per imposte sono iscritti i corrispondenti crediti dell'Eni SpA verso le società del Gruppo per l'imposta corrente corrispondente agli imponibili positivi trasferiti nell'ambito del Consolidato fiscale nazionale. Il debito per le compensazioni dovute alle società controllate con imponibile negativo e con prospettive di redditività è rilevato alla voce "Debiti verso imprese controllate".

L'Ires differita e anticipata è calcolata sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori fiscali delle stesse società relativamente alle quali è calcolata l'Ires corrente. 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 "Crediti - imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite".

L'Irap corrente, differita e anticipata è determinata esclusivamente con riferimento all'Eni SpA.

☐ 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 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 al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono iscritti alla voce "Utili e perdite su cambi" con contropartita alla voce "Ratei e risconti". I contratti di copertura di impegni non sono valutati ai cambi di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto al fine di verificare che non vi siano differimenti di perdite.

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 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, ad 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 realizzazione di impianti dimostrativi di ricerca applicata sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e sviluppo", per rappresentare la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui i costi vengono sostenuti in relazione alle incertezze sullo sfruttamento commerciale della ricerca. 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 che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

☐ Costi di ristrutturazione

I costi connessi agli 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

La Riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti) reca profonde modifiche ai criteri di redazione del bilancio di esercizio. Per le società il cui periodo amministrativo coincide con l'anno solare le nuove disposizioni di legge si applicano a partire dall'esercizio 2004. Di seguito sono indicate le modifiche apportate, con i relativi effetti, allo stato patrimoniale e al conto economico dell'esercizio 2004.

Eliminazione delle interferenze fiscali

Le nuove disposizioni non consentono di effettuare in bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie. In relazione a ciò, si è proceduto al "disinquinamento" dei valori di bilancio al 1° gennaio 2004 dalle rettifiche di valore e dagli accantonamenti di questa natura effettuati in esercizi precedenti e risultanti dalla nota integrativa al bilancio dell'esercizio 2003. Secondo le disposizioni della Consob, della Banca d'Italia e dell'OIC, lo storno delle rettifiche di valore e degli accantonamenti effettuati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (rispettivamente 1.405 milioni di euro e 4 milioni di euro) è imputato tra i proventi straordinari; le relative imposte differite[2] (333 milioni di euro) sono imputate tra gli oneri straordinari. L'analisi degli effetti sulle voci dell'attivo e del passivo nonché sul conto economico è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Capitale e riserve al 31.12.2003 (*)	Utile 2003	Utile 2004
Valori prima dell'eliminazione delle interferenze fiscali	**24.716**	**2.850**	**3.608**
INCREMENTO DELL'ATTIVO			
Ammortamenti eccedenti su immobilizzazioni immateriali		7	7
Ammortamenti eccedenti su immobilizzazioni materiali	32	775	807
Svalutazioni eccedenti su partecipazioni	203	303	506
Svalutazioni eccedenti su crediti commerciali	69	16	85
DECREMENTO DEL PASSIVO			
Altri fondi	3	1	4
Totale interferenze al lordo delle imposte differite	**307**	**1.102**	**1.409**
Accantonamento al fondo imposte differite (1)	(37)	(296)	(333)
Totale interferenze al netto delle imposte differite	**270**	**806**	**1.076**
Valori dopo l'eliminazione delle interferenze fiscali	**24.986**	**3.656**	**4.684**

(*) Prima dell'utile 2003.
(1) Non sono state stanziate imposte differite sulla rettifica riguardante le partecipazioni perché con l'entrata in vigore della Riforma fiscale le plusvalenze su partecipazioni immobilizzate realizzate o iscritte non sono più imponibili.

(2) Sulle rettifiche di valore effettuate esclusivamente in applicazione di norme tributarie non erano stanziate imposte differite perché le rettifiche venivano imputate a conto economico.

Valutazione delle attività e passività in moneta diversa dall'euro

Le attività e le passività in moneta diversa dall'euro, eccetto le immobilizzazioni, sono state adeguate ai cambi in vigore al 31 dicembre 2004 con imputazione a conto economico dell'effetto dell'adeguamento; fino allo scorso esercizio i crediti e i debiti in moneta diversa dall'euro erano convertiti al cambio storico e concorrevano alla determinazione del fondo oscillazione cambi; non venivano perciò rilevate differenze attive nette di cambio.

☐ Modifica del contenuto del conto economico e dello stato patrimoniale

Nel conto economico è stata inserita la nuova voce "Utili e perdite su cambi" in relazione a quanto disposto dall'art. 2425, punto 17-bis del codice civile. I valori relativi alle differenze attive e passive di cambio inclusi rispettivamente nelle voci "Altri proventi finanziari" e "Interessi e altri oneri finanziari" dell'esercizio 2003 sono stati riclassificati alla voce "Utili e perdite su cambi", come segue:

(milioni di euro)	
Altri proventi finanziari	687
Interessi e altri oneri finanziari	(685)
Utili su cambi	2

Coerentemente alla modifica dell'art. 2425 del codice civile, la denominazione della voce n. 22 "Imposte sul reddito dell'esercizio" è stata modificata in "Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate".

Il contenuto dello stato patrimoniale è stato modificato sulla base di quanto disposto dall'art. 2424 del codice civile inserendo due nuove voci "Crediti tributari" e "Crediti per imposte anticipate". I valori dell'esercizio 2003 sono stati perciò riclassificati come segue:

(milioni di euro)			
Da:		A:	
Crediti verso altri	2.253	Crediti tributari	1.203
		Crediti per imposte anticipate	1.050

Coerentemente alla modifica dell'art. 2424 del codice civile, la denominazione della voce al numero 2 della lettera B del passivo patrimoniale "Fondi per rischi e oneri - per imposte" è stata modificata in "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite".

■ Note al bilancio e altre informazioni

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incrementi per operazioni straordinarie (1)	Incrementi per investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni (2)	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004 (3)
Costi di ricerca e di sviluppo		3	112		(112)	(3)		103
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	53	26	42	(10)	(56)	15	70	408
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	106		1		(25)	7	89	187
Avviamento	17	484	2		(31)	4	476	91
Immobilizzazioni in corso e acconti	79		1	(27)		(24)	29	
Altre	33	20	14	(5)	(20)	8	50	112
	288	**533**	**172**	**(42)**	**(244)**	**7**	**714**	**901**

(1) Riguarda il valore dell'avviamento a seguito della fusione per incorporazione dell'Italgas Più nonché il valore netto al 31 dicembre 2003 delle società incorporate.
(2) Di cui 7 milioni di euro relativi all'eliminazione dei fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie a seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (c.d. "Legge Vietti").
(3) Di cui 5 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione.

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (68 milioni di euro) e i costi per il progetto *EST - Eni Slurry Technology* (44 milioni di euro).

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 70 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 89 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (38 milioni di euro), Caldarosa (35 milioni di euro), Anemone e Azalea (8 milioni di euro). L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

L'*avviamento* di 476 milioni di euro riguarda il disavanzo di fusione costituito dal valore del portafoglio clienti riveniente dall'incorporazione di Italgas Più (454 milioni di euro) ammortizzato, in venti anni, nonché le somme corrisposte a titolo di avviamento in occasione dell'acquisto di rami di azienda (ammortizzate in relazione alla natura in cinque o dieci anni).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 29 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 50 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) 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 (21 milioni di euro); (ii) i costi per migliorie su beni di terzi non economicamente separabili (12 milioni di euro).

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incrementi per operazioni straordinarie (1)	Incrementi per investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004 (2)
Terreni e fabbricati	380		1	(5)	(32)	28	372	467
Impianti e macchinario	2.621	2	196	(30)	(603)	1.334	3.520	12.179
Attrezzature industriali e commerciali	58		1		(25)	9	43	139
Altri beni	72	6	5	(13)	(26)	17	61	263
Immobilizzazioni in corso e acconti	848		671	(14)		(581)	924	
	3.979	**8**	**874**	**(62)**	**(686)**	**807**	**4.920**	**13.048**

(1) Riguarda il valore netto al 31 dicembre 2003 riveniente dalle società incorporate.
(2) Di cui 354 riferiti al fondo svalutazione.

I *terreni e fabbricati* (372 milioni di euro) riguardano terreni (172 milioni di euro), fabbricati industriali e commerciali (189 milioni di euro) e fabbricati civili (11milioni di euro).

Gli *impianti e macchinario* (3.520 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (2.215 milioni di euro), impianti di distribuzione carburanti (649 milioni di euro) e impianti di raffinazione (442 milioni di euro).

Gli *altri beni* (61 milioni di euro) riguardano essenzialmente attrezzature informatiche (55 milioni di euro).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (924 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi 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 di 62 milioni di euro riguardano essenzialmente i conferimenti e le cessioni di rami d'azienda; in particolare la cessione di stazioni di servizio (19 milioni di euro) e il conferimento di due aeromobili alla Servizi Aerei SpA (13 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente l'eliminazione dei fondi ammortamento stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (807 milioni di euro) nonché la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

Le immobilizzazioni materiali comprendono beni gratuitamente devolvibili per 86 milioni di euro, di cui 76 riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 10 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Sulle immobilizzazioni sono iscritte ipoteche (114 milioni di euro) a garanzia di mutui concessi; al 31 dicembre 2004 l'impegno effettivo ammonta a 16 milioni di euro. Il valore contabile delle immobilizzazioni su cui sono costituite le garanzie ammonta a 138 milioni di euro.

Impianti e macchinario

(milioni di euro)	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2004
Saldo iniziale	**15.201**	**(12.264)**	**(316)**	**2.621**
Movimenti dell'esercizio				
Incrementi per:				
- acquisizioni	196			196
- operazioni straordinarie	2			2
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	534			534
Decrementi per:				
- ammortamenti		(586)		(586)
- svalutazioni			(17)	(17)
- conferimenti				
- cessioni e radiazioni	(234)	204		(30)
- altre variazioni (1)		794	6	800
Saldo finale	**15.699**	**(11.852)**	**(327)**	**3.520**

(1) Riguarda l'eliminazione dei fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

	Leggi di rivalutazione (*)		Rivalutazioni volontarie		Disavanzi di fusione (*)	
(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Immobilizzazioni materiali						
Terreni e fabbricati:						
- costo	216	211	6	6	15	14
- fondo ammortamento e svalutazione	(93)	(94)	(6)	(6)	(6)	(6)
	123	**117**			**9**	**8**
Impianti e macchinario:						
- costo	2.922	2.877	16	16	1.516	1.483
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.150)	(2.465)	(16)	(16)	(1.499)	(1.348)
	772	**412**			**17**	**135**
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	40	39			2	2
- fondo ammortamento e svalutazione	(7)	(15)			(2)	(2)
	33	**24**				
Altri beni:						
- costo	54	11			10	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(36)	(11)			(10)	(10)
	18					
Immobilizzazioni immateriali						
Concessioni:						
- costo	17	17				
- fondo ammortamento e svalutazione	(7)	(17)				
	10					
Totale:						
- costo	3.249	3.155	22	22	1.543	1.509
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.293)	(2.602)	(22)	(22)	(1.517)	(1.366)
	956	**553**			**26**	**143**

(*) I dati del 2004 escludono i fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie.

Le leggi di rivalutazione riguardano:

(milioni di euro)

Leggi	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
D.L. 14.02.1948	..	..	..
Legge n. 576/1975	57	(55)	2
Legge n. 72/1983	177	(160)	17
Legge n. 413/1991	90	(62)	28
Legge n. 342/2000	2.831	(2.325)	506
	3.155	**(2.602)**	**553**

Le rivalutazioni volontarie riguardano rivalutazioni effettuate dalla Mach SpA incorporata dall'AgipPetroli SpA nel 1982.

Al 31 dicembre 2004 l'ammontare delle rivalutazioni riferite alle società incorporate ammonta a 3 milioni di euro.

I disavanzi di fusione riguardano le incorporazioni delle seguenti società avvenute in esercizi precedenti:

(milioni di euro)

Società	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
Agip SpA in Eni SpA	1.379	(1.254)	125
Agip Raffinazione SpA in AgipPetroli SpA	26	(26)	
IP SpA in AgipPetroli SpA	104	(86)	18
	1.509	**(1.366)**	**143**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incremento operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Allocazione del disavanzo da scissione	Alienazioni	Decremento per operazioni straordinarie	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	19.931	251	834	196	589	(457)	(1.451)	(390)	503	20.006
- imprese collegate	707	72	75	15	7	(3)		(45)		828
- altre imprese	8	3				(2)				9
	20.646	**326**	**909**	**211**	**596**	**(462)**	**(1.451)**	**(435)**	**503**	**20.843**

Gli incrementi per operazioni straordinarie (326 milioni di euro) riguardano le partecipazioni rivenienti dalla scissione parziale di Italgas SpA a favore dell'Eni e dalla fusione per incorporazione di Italgas Più in Eni. L'analisi è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	
Partecipazioni rivenienti dalla scissione di Italgas	
Tigaz Rt	114
Inversora de Gas de Cuyana	70
Distribuidora de Gas del Centro SA	59
Italgas Più SpA	30
Distribuidora de Gas de Cuyana SA	14
Inversora de Gas del Centro SA	11
Adriaplin Doo	9
Lusitania Gas SA	3
Setgas SA	2
Fiorentina Gas Clienti SpA	..
Partecipazioni rivenienti dalla fusione di Italgas Più	
Fiorentina Gas Clienti SpA	14
	326

Gli interventi sui capitali (909 milioni di euro) riguardano essenzialmente la Syndial SpA (454 milioni di euro), l'EniPower SpA (350 milioni di euro) e l'Albacom SpA (54 milioni di euro).

Le acquisizioni e sottoscrizioni (211 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la sottoscrizione dell'aumento di capitale della controllata Eni Mediterranea Idrocarburi SpA da liberarsi mediante il conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (115 milioni di euro); (ii) l'acquisto da Snamprogetti SpA dello 0,33% del capitale sociale di Eni International BV (27 milioni di euro); (iii) l'acquisto da terzi del 50% del capitale sociale di Geopromtrans Ltd Liability Co (15 milioni di euro); (iv) l'acquisto da Sofid SpA dello 0,25% del capitale sociale di Italgas SpA (11 milioni di euro).

L'allocazione del disavanzo da "scissione" è analizzata per società nella tabella "Rivalutazioni a norma di legge e allocazione dei disavanzi di fusione e di scissione".

Le alienazioni (462 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la cessione a Mediobanca di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (442 milioni di euro); (ii) la cessione alla Italgas SpA della Re.Gas SpA (Eni SpA 100%, 5 milioni di euro); (iii) la cessione all'Italgas SpA della partecipazione nella Compagnia Napoletana Gas SpA (Eni 21,48%, 4 milioni di euro).

Il decremento per operazioni straordinarie (1.451 milioni di euro) riguarda l'annullamento del valore di iscrizione della partecipazione in Italgas Più SpA (520 milioni di euro), EniData SpA (16 milioni di euro) e la riduzione di valore della partecipazione in Italgas SpA (915 milioni di euro), rispettivamente a seguito delle fusioni per incorporazione e della scissione in Eni (v. punto "Riorganizzazione societaria" della Relazione sulla gestione).

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 435 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 2004, 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 31.12.2004

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2004 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2004 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									
Adriaplin Doo	Lubiana	SIT	3.105.000.000,00	51,00000	14		14	10	(4)
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	3		3	32	29
AgipRete SpA	Roma	EUR	15.480.000,00	100,00000	15		15	13	(2)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	S. Martino Trecate	EUR	5.680.950,00	50,00000		18	(18)	(18)	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	202.351.288,00	6,84000	14		14	11	(3)
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000,00	100,00000	48		48	179	131
Energy Maintenance Services SpA	S. Donato Mil.	EUR	9.020.216,00	49,99999	5		5	7	2
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000,00	10,20000	..		..	..	..
Eni Corporate University SpA	S. Donato Mil.	EUR	3.360.000,00	100,00000	3		3	4	1
Eni Exploration BV	Amsterdam	EUR	50.000.015,00	100,00000	589		589	692	103
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	43		43	43	
Eni International Resources Ltd	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..		..	..	
Eni International BV	Amsterdam	EUR	621.516.190,00	100,00000	4.161		4.161	8.670	4.509
Eni Investments Plc	Londra	GBP	2.750.050.000,00	99,99999	3.568		3.568	3.569	1
Eni Medio Oriente SpA	S. Donato Mil.	EUR	824.000,00	100,00000	..		..	..	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000,00	100,00000	116		116	116	
Eni Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000,00	100,00000	649		649	738	89
Eni Portugal Investment SpA	S. Donato Mil.	EUR	321.240.000,00	100,00000	716		716	645	(71)
EniPower SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	589.697.849,94	100,00000	945		945	986	41
EniTecnologie SpA	S. Donato Mil.	EUR	28.612.000,00	100,00000	31		31	31	
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000,00	100,00000	24		24	37	13
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	19		19	19	
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	60.012.000,00	76,00000	75		75	27	(48)
Italgas Rete SpA	Torino	EUR	120.000,00	100,00000	..		..	..	
Italiana Petroli SpA	Genova		51.071.053,00	100,00000	51		51	56	5
LNG Shipping SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	240.900.000,00	100,00000	285		285	344	59
Padana Assicurazioni SpA	S. Donato Mil.	EUR	15.600.000,00	26,75000	5		5	46	41
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000,00	100,00000	1.074		1.074	1.306	232
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479,00	100,00000	74		74	108	34
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660,00	100,00000	123		123	105	(18)
Saipem SpA (2)	S. Donato Mil.	EUR	441.177.500,00	42,93585	430		430	629	199
Servizi Aerei SpA	S. Donato Mil.	EUR	27.917.238,00	100,00000	28		28	31	3
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000,00	100,00000	2		2	2	
Sieco SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	13.427.419,08	100,00000	14		14	15	1
Snamprogetti SpA	S. Donato Mil.	EUR	103.200.000,00	100,00000	93		93	247	154
Snam Rete Gas SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	1.955.310.500,00	50,06075	2.444		2.444	2.913	469
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	99,61198	242		242	348	106
Società Finanziaria Eni - Enifin SpA	S. Donato Mil.	EUR	130.000.000,00	100,00000	253		253	347	94

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2004 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2004 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
imprese controllate segue									
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	Torino	EUR	239.844.822,00	100,00000	2.019		2.019	2.666	647
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Mil.	EUR	37.980.800,00	99,96413	36		36	81	45
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	S. Donato Mil.	EUR	152.205.500,00	100,00000	1.136		1.136	1.331	195
Syndial SpA	S. Donato Mil.	EUR	397.798.804,00	99,99768	331		331	331	
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000,00	45,00000	4		4	15	11
Tigaz Rt	Hajduszoboszlo	HUF	17.000.000.000,00	50,00000	224		224	183	(41)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	EUR	1.098.000,00	100,00000	52		52	87	35
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000,00	50,00000	31		31	57	26
Totale imprese controllate					**20.006**	**18**	**19.988**	**27.077**	**7.089**
Imprese collegate									
Albacom SpA	Milano	EUR	50.665.600,00	35,00000					
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	160.457.190,00	31,35000	60		60	36	(24)
Erg Raffinerie Mediterranee SpA (3)	Priolo Gargallo	EUR	25.000.000,00	28,00000	100		100	100	
Erg Nuove Centrali SpA	Siracusa	EUR	9.010.000,00	28,00000	..		..	..	
Geopromtrans Ltd Liability Co	Mosca	RUB	2.000.000,00	50,00000	10		10	10	
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	68.012.000,00	25,00000	18		18	14	(4)
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300,00	50,00000	..		..	..	
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500,00	50,00000	..		..		
Raffineria di Milazzo ScpA	Roma	EUR	171.143.000,00	50,00000	170		170	172	2
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000,00	25,00000	..		..	..	
Setgas SA	Setubal	EUR	9.000.000,00	21,87084	3		3	4	1
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	50,00000	24		24	52	28
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	217	(225)
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (4)	Marghera	EUR	12.411.876,00	2,81537	1		1	1	
					828		**828**	**606**	**(222)**
Totale imprese controllate e collegate					**20.834**	**18**	**20.816**	**27.683**	**6.867**

(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) La valutazione di borsa al 30 dicembre 2004 (8,864 euro per azione) ammonta a 1.679 milioni di euro.
(3) Il valore netto di bilancio al 31 dicembre 2004 e il valore di patrimonio netto corrispondono al prezzo del *put* nei confronti della Erg SpA.
(4) L'ultimo bilancio disponibile è al 31 dicembre 2003.

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 (2,33160% 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 SpA (28% Eni) e nella Erg Nuove Centrali SpA (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:

- Adriaplin Doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro, comprensivo dell'allocazione del disavanzo di scissione di 5 milioni di euro, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- AgipRete SpA, il cui valore di iscrizione di 15 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 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 71 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro, comprensivo dell'allocazione del disavanzo di scissione di 5 milioni di euro, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 48 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 123 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 18 milioni di euro;
- Tigaz Rt, il cui valore di iscrizione di 224 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione e comprensivo dell'allocazione del disavanzo di scissione di 82 milioni di euro, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 41 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro, comprensivo dell'allocazione del disavanzo di scissione di un milione di euro, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 24 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro, comprensivo dell'allocazione del disavanzo di scissione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 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 225 milioni di euro.

Le altre variazioni (503 milioni di euro) riguardano l'eliminazione dei fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (506 milioni di euro) e la distribuzione dell'utile 2003 incluso nel costo di acquisto dalla Snamprogetti SpA di n. 413.349 azioni dell'Eni International BV (3 milioni di euro).

Rivalutazioni a norma di legge e allocazioni dei disavanzi di fusione e di scissione

	Leggi di rivalutazione		Disavanzi di fusione		Disavanzo da scissione	Legge n. 292/1993	
(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2004 (*)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
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 (2)	1	1				141	141
Snamprogetti SpA (1)	2	2				8	8
Fiorentina Gas SpA (1)	..	..	..				
Fiorentina Gas Clienti SpA					7		
Adriaplin Doo					5		
Inversora de Gas Cuyana SA					5		
Tigaz Rt					82		
Distribuidora de Gas del Centro SA					1		
Inversora de Gas del Centro SA					6		
	16	**16**	**245**	**245**	**106**	**636**	**636**

(*) Il disavanzo da scissione (106 milioni di euro) non comprende la quota di disavanzo attribuita all'Italgas Più SpA (490 milioni di euro).
(1) Legge n. 72/1983.
(2) Legge n. 576/1975.

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. Il "Disavanzo da scissione" riguarda la rivalutazione delle partecipazioni in sede di allocazione del disavanzo derivante dalla scissione parziale di Italgas a favore Eni effettuata nel 2004.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incrementi per operazioni straordinarie	Concessioni e acquisizioni	Riscossioni e cessioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2004
Crediti verso imprese controllate	40			(10)		30
Crediti verso imprese collegate	1	5		(1)		5
Crediti verso altri	8	3		(2)		9
	49	**8**		**(13)**		**44**

Gli incrementi per operazioni straordinarie (8 milioni di euro) riguardano i crediti finanziari rivenienti dalla scissione parziale di Italgas a favore Eni.

I *crediti verso imprese controllate* (30 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso Snam Rete Gas SpA (15 milioni di euro) e Stoccaggi Gas Italia SpA (5 milioni di euro).

I *crediti verso altri* (9 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:

	Valore netto al 31.12.2003				Valore netto al 31.12.2004			
(milioni di euro)	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	9	31	40		10	20	30	
Crediti verso imprese collegate	1		1			5	5	5
Crediti verso altri	3	5	8			9	9	3
	13	**36**	**49**		**10**	**34**	**44**	**8**

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 2.943 milioni di euro hanno carattere di investimento permanente.

In esecuzione delle deliberazioni dell'assemblea ordinaria del 28 maggio 2004 nell'esercizio sono state acquistate n. 4.230.235 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,11% del capitale sociale, per il corrispettivo di 70 milioni di euro (in media 16,597 euro per azione).

Alla data del 31 dicembre 2004 le azioni proprie in portafoglio immobilizzate sono n. 213.388.288, pari al 5,33% del capitale sociale, per un costo di 2.943 milioni di euro (in media 13,792 euro per azione). La valutazione di borsa al 30 dicembre 2004 (18,461 euro per azione) ammonta a 3.948 milioni di euro.

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 euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incrementi per operazioni straordinarie	Variazioni di esercizio	Valore netto al 31.12.2004
Materie prime, sussidiarie e di consumo	338		18	356
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	30		3	33
Lavori in corso su ordinazione	1	3	7	11
Prodotti finiti e merci	882		(122)	760
	1.251	**3**	**(94)**	**1.160**

Gli incrementi per operazioni straordinarie riguardano le rimanenze rivenienti dalla fusione per incorporazione di EniData SpA in Eni (3 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2004 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per le *materie prime sussidiarie e di consumo* da greggio (321 milioni di euro);
- per i *prodotti in corso di lavorazione e semilavorati* da nafte in deposito presso le raffinerie (33 milioni di euro);
- per i *lavori in corso su ordinazione* da attività di gestione del portafoglio applicativo e dei sistemi informativi (10 milioni di euro) al netto degli acconti fatturati che ammontano a 8 milioni di euro;
- per i *prodotti finiti e merci* da prodotti petroliferi depositati presso le raffinerie e i depositi (494 milioni di euro) e da gas naturale depositato presso Stoccaggi Gas Italia SpA (266 milioni di euro).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 16 milioni di euro:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Utilizzi	Valore al 31.12.2004
Materie prime, sussidiarie e di consumo	16	(1)	15
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			
Lavori in corso su ordinazione			
Prodotti finiti e merci	1		1
Totale	**17**	**(1)**	**16**

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 769 milioni di euro (575 milioni di euro al 31 dicembre 2003) ed è relativa: (i) ai prodotti petroliferi (489 milioni di euro); (ii) ai greggi (154 milioni di euro); (iii) al gas naturale (92 milioni di euro); (iv) ai prodotti petroliferi in corso di lavorazione (34 milioni di euro).

Nel valore delle rimanenze al 31 dicembre 2004 sono comprese scorte d'obbligo di riserva di prodotti petroliferi per un valore di iscrizione di 529 milioni di euro.

5 Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003			Valore netto al 31.12.2004		
	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	3.384	70	3.454	4.432	33	4.465
- imprese controllate	1.986		1.986	1.785		1.785
- imprese collegate	105		105	139		139
- altri		23	23			
	5.475	**93**	**5.568**	**6.356**	**33**	**6.389**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari				1.000		1.000
. altri	382		382	127		127
- imprese collegate:						
. finanziari	54		54	22		22
. altri	4		4	15		15
- controllanti						
- crediti tributari	430	773	1.203	280	788	1.068
- crediti per imposte anticipate		1.050	1.050		657	657
- altri	158	34	192	207	61	268
	1.028	**1.857**	**2.885**	**1.651**	**1.506**	**3.157**

(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 2003 e 2004 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

I crediti delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2003 a 1.154 milioni di euro.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti (199 milioni di euro) e del fondo svalutazione crediti per interessi di mora (7 milioni di euro). La movimentazione del fondo svalutazione crediti è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Riclassifiche (1)	Incrementi per operazioni straordinarie	Stanziamenti	Utilizzi (2)	Valore al 31.12.2004
Crediti						
- verso clienti	190		30	37	(100)	157
- verso imprese controllate	3			2		5
- verso imprese collegate	17				(1)	16
- tributari		14				14
- verso altri	28	(14)				14
Totale	**238**		**30**	**39**	**(101)**	**206**

(1) Riguarda la riclassifica per la nuova voce "Crediti tributari".
(2) Comprendono l'eliminazione dei fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (85 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso clienti* di 4.465 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale (2.564 milioni di euro) e di prodotti petroliferi (1.836 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 1.785 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla cessione di prodotti petroliferi (1.226 milioni di euro), riferiti in particolare all'AgipFuel SpA (910 milioni di euro), alla Raffineria di Gela SpA (52 milioni di euro) e alla Italiana Petroli SpA (41 milioni di euro) e i crediti derivanti dalla cessione di gas naturale (396 milioni di euro), riferiti essenzialmente all'EniPower SpA (97 milioni di euro), all'Eni Gas Trading Europe BV (37 milioni di euro), alla Fiorentina Gas Clienti SpA (34 milioni di euro) e alla Napoletana Gas Clienti SpA (26 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese collegate* di 139 milioni di euro riguardano principalmente i crediti verso Blue Stream Pipeline Co Ltd (43 milioni di euro) per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima, i crediti per la cessione di gas naturale alla Promgas SpA (27 milioni di euro) e alla Toscana Gas Clienti SpA (27 milioni di euro).

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 1.127 milioni di euro riguardano essenzialmente un credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA (1.000 milioni di euro).

I *crediti tributari* di 1.068 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti per Iva, per accise, imposte di consumo e altre imposte indirette (258 milioni di euro) e i crediti di imposta per 806 milioni di euro, così costituiti:

(milioni di euro)	
Crediti di imposta chiesti a rimborso	510
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	289
Altri crediti	21
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)
	806

La diminuzione dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2003 di 350 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	
Crediti al 31 dicembre 2003	**1.156**
Crediti rivenienti dalle operazioni straordinarie	2
Interessi su crediti di imposta	14
Utilizzo per imposte dell'esercizio dei crediti di imposta eccedenti le imposte dovute per il 2003	(366)
Crediti al 31 dicembre 2004	**806**

I *crediti per imposte anticipate* di 657 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali ai fini Ires di seguito analizzati:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Imposte anticipate su:		
- fondi rischi e oneri	588	721
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	563	401
- ammortamenti e svalutazioni non deducibili	66	101
- altre	16	27
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati e eccedenti	(136)	(520)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(40)	(27)
- svalutazione eccedente di crediti		(30)
- altre	(7)	(16)
	1.050	**657**

L'Ires anticipata e differita è determinata applicando l'aliquota del 33% (aliquota del 33% anche al 31 dicembre 2003). La riduzione del credito per imposte anticipate di 393 milioni euro è determinato: (i) dalla rilevazione dell'Ires differita relativa alle rettifiche di valore e agli accantonamenti effettuati nei precedenti esercizi esclusivamente in applicazione di norme tributarie e imputata a conto economico alla voce oneri straordinari (298 milioni di euro) per effetto del disinquinamento dei valori di bilancio al 1° gennaio 2004[3]; (ii) dalla rilevazione dell'Ires differita e anticipata di competenza dell'esercizio, imputata a conto economico alla voce imposte sul reddito (83 milioni di euro); (iii) dalla riclassifica a fondo imposte differite del saldo positivo di apertura dell'Irap differita e anticipata (19 milioni di euro). Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dal saldo iniziale positivo dell'Ires differita e anticipata relativa all'incorporata Italgas Più (7 milioni di euro).

Nella determinazione dei crediti per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

Le imposte imputate a conto economico sono analizzate alla nota n. 20 "Proventi e oneri straordinari" relativamente alle imposte differite relative al "disinquinamento" e alla nota n. 23 "Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate".

I *crediti diversi verso altri* di 268 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i crediti per note credito da ricevere verso un fornitore estero di gas naturale (61 milioni di euro); (ii) i crediti per la cessione all'Ente Fiera di Milano di un terreno situato a Rho (MI) (30 milioni di euro); (iii) i contributi già deliberati dagli enti concedenti (29 milioni di euro); (iv) i crediti verso terzi per rapporti in *joint venture* (26 milioni di euro).

L'analisi dei crediti per area geografica è la seguente:

(milioni di euro)	Italia	Altri paesi dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Totale
Crediti							
- verso clienti	3.655	113	356	219	103	19	4.465
- verso imprese controllate	2.637	199	11	48		17	2.912
- verso imprese collegate	124	43	9				176
- verso altri	186	5	6			71	268
Totale	**6.602**	**360**	**382**	**267**	**103**	**107**	**7.821**

6 Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Attivo circolante - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 286 milioni di euro riguardano n. 21.006.600 azioni proprie, pari allo 0,52% del capitale sociale, al servizio del piano di *stock option* 2002-2004 (14.574.000 azioni) e del piano di *stock grant* 2003-2005 (6.432.600 azioni), 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), come segue:

(numero)

	Stock option	*Stock grant*
Azioni proprie al servizio dei piani	15.000.000	6.500.000
Diritti esercitati	(354.000)	(63.800)
Diritti decaduti	(72.000)	(3.600)
	14.574.000	**6.432.600**

(3) V. "Criteri di valutazione - Modifica dei criteri contabili - Eliminazione delle inrerferenze fiscali" della Relazione sulla gestione.

Al 31 dicembre 2004 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 2.174.200 *stock grant* e di n. 11.789.000 *stock option*; relativamente a queste ultime, il prezzo di esercizio è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 3.268.500), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.527.000) e di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.993.500).

Attivo circolante - Altri titoli

Gli *altri titoli* di 230 milioni di euro riguardano essenzialmente Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta. Il valore medio di mercato dei Certificati di Credito del Tesoro del mese di dicembre 2004 è di 232 milioni di euro.

7 Disponibilità liquide

Le *disponibilità liquide* (581 milioni di euro) aumentano di 307 milioni di euro a seguito essenzialmente delle disponibilità rivenienti dall'incorporata Italgas Più (284 milioni di euro) e sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (554 milioni di euro).

8 Ratei e risconti attivi

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Noleggi e locazioni	10	22
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate e collegate	4	6
- su titoli di Stato (CCT)	3	3
Disaggio su prestiti	3	3
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	5	5
Altri ratei e risconti attivi	31	43
	56	**82**

I ratei e risconti attivi a breve termine ammontano a 66 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2003). I ratei e risconti attivi aventi durata superiore a 5 anni ammontano a 8 milioni di euro.

9 Patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Capitale sociale	4.003	4.004
Riserve di rivalutazione:	9.923	9.926
- 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	9.836	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva legale	959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	3.164	3.229
Altre riserve:	6.667	6.631
- Riserva per acquisto azioni proprie	2.233	2.163
- Riserva da avanzo di fusione		4
- Riserva disponibile	3.050	3.896
- Riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001	775	
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	366	410
- Riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84	
- Riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- Riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986	..	
- 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	2
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Utile dell'esercizio	2.850	4.684
	27.566	**29.433**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2004, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 10%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 234.394.888 azioni, pari al 5,85%, di proprietà dell'Eni; (iv) n. 2.556.297.973 azioni, pari al 63,84%, di proprietà di altri azionisti[4].

Nel corso del 2004 sono state emesse n. 1.502.300 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2001 (n. 1.344.750 azioni) e della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro (n. 157.550 azioni, di cui n. 112.450 azioni relative al piano 2001 e n. 45.100 relative al piano 2002) (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione).

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA e Somicem SpA di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate in 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 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, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) 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.

(4) Al 31 dicembre 2004, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Riserve di rivalutazione

La riserva di rivalutazione legge n. 342/2000 come modificata dalla legge 24 dicembre 2003, n. 350 (9.839 milioni di euro) aumenta di 3 milioni di euro a seguito della ricostituzione della corrispondente riserva dell'incorporata EniData SpA effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Questa riserva, così come le altre, è in sospensione di imposta ai soli fini Ires. Parte delle riserve (8.000 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,2 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 28 maggio 2004 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 3.229 milioni di euro è a fronte del valore di iscrizione di n. 234.394.888 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2004 rilevato quanto a 2.943 milioni di euro nelle immobilizzazioni finanziarie e quanto a 286 milioni di euro nell'attivo circolante. L'incremento di 65 milioni di euro è dovuto alla riclassifica dalla riserva per acquisto azioni proprie di 70 milioni di euro, parzialmente assorbito dalla riclassifica alla riserva disponibile di 5 milioni di euro a seguito dell'assegnazione di azioni proprie al servizio di piani di *stock option* e di *stock grant* avvenuta nel 2004 a favore di dirigenti del Gruppo.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva per acquisto azioni proprie:* 2.163 milioni di euro, con una diminuzione di 70 milioni di euro connessa alla riclassifica alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" del costo di n. 4.230.235 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:* 4 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 2003 della incorporata EniData effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo, alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *riserva disponibile:* 3.896 milioni di euro con un incremento di 846 milioni di euro dovuto: (i) alla riclassifica della "Riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001" di 775 milioni di euro; (ii) alla riclassifica della "Riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967" di 84 milioni di euro; (iii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2003 di 22 milioni di euro (come da delibera del 28 maggio 2004 dell'Assemblea); (iv) alla riclassifica dalla riserva per azioni proprie in portafoglio di 5 milioni di euro per le assegnazioni avvenute nel corso del 2004 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (v) all'imputazione a conto economico in contropartita alla presente riserva del costo di competenza di esercizio delle *stock option* assegnate nel 2003 e nel 2004 di 3 milioni di euro; (vi) alla riclassifica della riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986 di 0,05 milioni di euro. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riclassifica alla "Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986" di 43 milioni di euro, in adempimento degli obblighi di ricostituzione delle riserve derivanti dalla scissione parziale di Italgas SpA.

  La riserva è vincolata per 85 milioni di euro al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativi ai seguenti progetti di investimento: (i) ammodernamento raffineria di Taranto per 50 milioni di euro; (ii) ammodernamento raffineria di Gela per 21 milioni di euro; (iii) ammodernamento raffineria di Priolo per 11 milioni di euro; (iv) ammodernamento deposito di Palermo per 2 milioni di euro; (v) ammodernamento deposito di Vibo Valentia per 1 milione di euro;

- *riserva ammortamenti anticipati legge n. 448/2001:* si riduce integralmente per effetto della riclassifica (775 milioni di euro) alla riserva disponibile connessa alla nuova disciplina fiscale degli ammortamenti anticipati che ne consente la deducibilità senza la costituzione di una specifica riserva in bilancio. La riserva, precedentemente in sospensione di imposta ai soli fini Irap, corrispondeva alle riserve per ammortamenti anticipati al 31 dicembre 2001 dell'Eni e delle società incorporate AgipPetroli e Somicem e al 31 dicembre 2002 della sola Eni per effetto dell'incorporazione, relativamente alle quali per ottenere una corrispondente rivalutazione dei valori fiscali riconosciuti, è stata esercitata la facoltà di affrancamento ai soli fini Ires prevista dall'art. 4 della legge n. 448/2001 e successive proroghe;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986:* 410 milioni di euro con un aumento di 44 milioni di euro a seguito essenzialmente della ricostituzione effettuata, in conformità al disposto dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA alle quali era attribuita la sospensione di imposta sui contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1998. La ricostituzione riguarda: (i) quanto a 19 milioni di euro le riserve da fusione; (ii) quanto a 13 milioni di euro le riserve "contributi in conto capitale"; (iii) quanto a 11 milioni di euro la riserva sovrapprezzo azioni. La riserva accoglieva inoltre la ricostituzione ai sensi dello stesso articolo delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo. La riserva è disponibile per 402 milioni di euro a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967:* si riduce integralmente per effetto della riclassifica (84 milioni di euro) alla riserva disponibile a seguito della cessazione del regime di sospensione di imposta. La riserva accoglieva la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa a utili 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 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- *riserva ammortamenti anticipati art. 67 D.P.R. n. 917/1986:* si riduce integralmente per effetto della riclassifica alla riserva disponibile di 0,05 milioni di euro connessa alla nuova disciplina fiscale degli ammortamenti anticipati che ne consente la deducibilità senza la necessità di una specifica riserva in bilancio;
- *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. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile:* 2 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. 172, comma 5, 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; quanto a 0,06 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione della corrispondente riserva risultante dal bilancio al 31 dicembre 2003, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2003, dell'incorporata EniData. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di euro)	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. 88 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)
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)		
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		
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**

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi tre esercizi**

(milioni di euro)	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. 88 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 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
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)																		(2.828)	(2.828)
Destinazione dell'utile residuo 2003																	22	(22)	
Acquisto azioni proprie					70	(70)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano *stock grant*	1				(5)										(1)		5		
Costo *stock option*																	3		3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA									43								(43)		
Attribuzione avanzo da fusione EniData SpA		3					4												7
Riclassifiche								(775)		(84)							859		
Incasso contributi in conto capitale									1										1
Utile dell'esercizio																		4.684	4.684
Saldi al 31 dicembre 2004	4.004	9.839	87	959	3.229	2.163	4		410		74	62		19	2	1	3.896	4.684	29.433

Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(milioni di euro)	31.12.2004
A) CAPITALE	**4.004**
B) RISERVE DI CAPITALE	
Disponibili e distribuibili	
Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62
Non disponibili (1) e non distribuibili	
Riserva per azioni proprie in portafoglio (2)	2.033
Riserva per acquisto di azioni proprie (2)	1.362
C) RISERVE DI UTILE	
Disponibili e distribuibili	
Riserva disponibile	3.811
Riserva da contributi in conto capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	402
Riserva art. 14 legge n. 342/2000	74
Riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19
Riserva da avanzo di fusione	4
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1
Utile dell'esercizio	4.684
Non disponibili (1) e non distribuibili	
Riserva per azioni proprie in portafoglio (1)	1.196
Riserva legale	959
Riserva per acquisto di azioni proprie (2)	801
Riserva disponibile (3)	85
Riserva da contributi in conto capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986 (4)	8
Riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	2
D) RISERVE DI RIVALUTAZIONE	
Disponibili e distribuibili	
Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	9.839
Riserva di rivalutazione legge n. 448/2001	43
Riserva di rivalutazione legge n. 413/1991	39
Riserva di rivalutazione legge n. 72/1983	3
Riserva di rivalutazione legge n. 408/1990	2
	29.433

(1) Salvo diversa indicazione, la non disponibilità riguarda l'utilizzo della riserva per aumento del capitale.
(2) Considerata riserva di capitale e di utili proporzionalmente alla quota di riserve di capitali/utili che l'hanno generata; la riserva non è disponibile né per l'aumento del capitale né per la copertura delle perdite.
(3) Corrispondente alla parte della riserva vincolata ai fini dell'ottenimento delle agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992, relativamente ai progetti di investimento indicati nella nota integrativa.
(4) Corrispondente alla parte della riserva non ancora resasi disponibile a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 1.912 milioni di euro.

Secondo quanto prevede l'art. 109, comma 4 lett. b del D.P.R. n. 917/1986 le riserve, diverse da quella legale e da quelle in sospensione di imposta (complessivamente 9.346 milioni di euro) escluso l'utile di bilancio, possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini Ires e Irap fino a 7.234 milioni di euro. La differenza di 2.112 milioni di euro corrisponde agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali[5] e dall'esercizio 2004 solo nella dichiarazione dei redditi, al netto della relativa fiscalità differita, e non ancora recuperati a tassazione.

(5) Dei 2.112 milioni di euro, 559 milioni sono in sospensione d'imposta ai soli fini Irap.

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione - acquisizioni	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 2003						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	10			1	(1)	10
Fondo imposte, anche differite	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**
31 dicembre 2004						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	10			1		11
Fondo imposte, anche differite	9	(19)		47		37
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	867	(1)		72	(22)	916
- fondo rischi e oneri ambientali	177	1		175	(55)	298
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	173			78	(53)	198
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto (*)	201	(14)		3	(14)	176
- fondo controversie legali	26			16	(3)	39
- fondo premio di partecipazione				27		27
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	28			3	(13)	18
- fondo incentivi all'esodo	15		2		(2)	15
- fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	5				(5)	
- altri fondi	148			168	(60)	256
	1.659	**(33)**	**2**	**590**	**(227)**	**1.991**

(*) Riguarda per 14 milioni di euro il trasferimento ai debiti.

Gli incrementi per fusione riguardano i fondi rischi e oneri rivenienti dalle incorporate Italgas Più ed EniData.

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili

Il fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili di 11 milioni di euro riguarda l'indennità dovuta agli agenti per la cessazione dei rapporti di agenzia.

Fondo imposte, anche differite

Il fondo imposte, anche differite di 37 milioni di euro riguarda il fondo per imposte differite relative all'Irap (28 milioni di euro) e il fondo a fronte delle passività derivanti dal contenzioso in essere delle incorporate Snam SpA e AgipPetroli SpA (9 milioni di euro).

Il fondo imposte differite è di seguito analizzato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004
Imposte differite:	
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	96
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	2
- altre variazioni	2
Imposte anticipate:	
- fondi per rischi e oneri	(63)
- ammortamenti e svalutazioni non deducibili	(7)
- altre variazioni	(2)
	28

L'Irap differita è determinata applicando l'aliquota del 4,25% (stessa aliquota al 31 dicembre 2003). L'incremento del fondo imposte differite di 28 milioni di euro è connesso: (i) alla rilevazione dell'Irap differita e anticipata di competenza (12 milioni di euro); (ii) alla rilevazione dell'Irap differita relativa alle rettifiche di valore e agli accantonamenti effettuati nei precedenti esercizi esclusivamente in applicazione di norme tributarie e imputata a conto economico alla voce oneri straordinari (35 milioni di euro) per effetto del disinquinamento dei valori di bilancio al 1° gennaio 2004[6]. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riclassifica da Crediti per imposte anticipate del saldo attivo netto di apertura dell'Irap differita e anticipata (19 milioni di euro).

Le imposte imputate a conto economico sono analizzate alla nota n. 20 "Proventi e oneri straordinari" relativamente alle imposte differite connesse al "disinquinamento" e alla nota n. 23 "Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate".

Nella determinazione del fondo imposte differite non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

Nei confronti dell'Eni e delle società Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002) e dell'EniData SpA (incorporata dall'Eni nel 2004) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 1999 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.

Nei confronti dell'Italgas Più (incorporata dall'Eni nel 2004) non è definito alcun periodo di imposta perché la società è stata costituita nell'anno 2000.

Altri fondi per rischi e oneri

Il fondo *smantellamento e ripristino siti* di 916 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 (888 milioni di euro). Il fondo comprende altresì i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito costiero di Venezia che hanno cessato l'attività produttiva (28 milioni di euro).

Il fondo *rischi e oneri ambientali* di 298 milioni di euro copre principalmente gli oneri ambientali relativi al sito di Manfredonia a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione nell'Agricoltura SpA (73 milioni di euro), i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare in impianti di raffinazione (89 milioni di euro), depositi (37 milioni di euro), impianti per l'estrazione di idrocarburi (43 milioni di euro), impianti di produzione di lubrificanti (31 milioni di euro), nonché nelle stazioni di servizio (13 milioni di euro).

(6) V. commento alla voce "Eliminazione delle interferenze fiscali" della Relazione sulla gestione.

Il fondo *dismissioni e ristrutturazioni* di 198 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli 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 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 sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 176 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 SpA, 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 SpA dagli oneri derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento stesso.

Il fondo *copertura perdite di imprese partecipate* di 18 milioni di euro accoglie l'accantonamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione (50%) nel Consorzio SET - Sviluppo Elettrico Trecate.

Il fondo *per incentivi all'esodo* di 15 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere a titolo di incentivazione all'esodo di personale dipendente.

Gli *altri fondi* di 256 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la stima degli oneri a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro) (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato); (ii) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (61 milioni di euro); (iii) 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 (27 milioni di euro); (iv) i previsti oneri futuri connessi al noleggio fino al maggio 2006 del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (20 milioni di euro); (v) gli oneri relativi alle *stock grant* assegnate nel 2003 e nel 2004 ai dirigenti dell'Eni SpA e di società controllate (18 milioni di euro); (vi) gli oneri relativi ai dipendenti dell'incorporata Italgas Più connessi all'accordo stipulato in data 9 aprile 1999 dall'Italgas con le organizzazioni sindacali in tema di previdenza integrativa (Fondo Gas) secondo il quale, nel caso di passaggio ad altro CCNL sono riconosciuti ai dipendenti, oltre ai diritti economici maturati, i diritti previdenziali in maturazione (2% dell'ultima retribuzione annua lorda moltiplicato per il numero di anni di iscrizione al Fondo Gas) (17 milioni di euro).

11 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Incrementi per operazioni straordinarie (*)	Formazione	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2004
	158	25	44	(21)	(4)	202

(*) Riguarda i valori rivenienti dalle società incorporate.

Riguarda l'accantonamento per trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato al 31 dicembre 2004 nel rispetto del C.C.N.L. e delle norme in materia.

La colonna "Altre variazioni" riguarda essenzialmente i trasferimenti del fondo ad altre società.

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 14 milioni di euro.

12 Debiti

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003				Valore al 31.12.2004			
	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	54		54		22		22	
- verso imprese controllate	999		999		159		159	
A lungo termine:								
- obbligazioni		2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	2.000
- imprese controllate	289	355	644	37	33	467	500	244
- banche	73	104	177	19	49	55	104	16
- altri finanziatori	10	50	60	34	8	53	61	32
	1.425	**2.509**	**3.934**	**2.090**	**271**	**2.575**	**2.846**	**2.292**
Acconti:								
Imprese controllate					15		15	
Terzi	137		137		159		159	
	137		**137**		**174**		**174**	
Debiti commerciali:								
Fornitori	1.911	35	1.946		2.269	30	2.299	
Imprese controllate	1.280		1.280		1.720	1	1.721	
Imprese collegate	129		129		117		117	
	3.320	**35**	**3.355**		**4.106**	**31**	**4.137**	
Debiti tributari	**838**	**8**	**846**		**1.212**		**1.212**	
Debiti diversi								
Imprese controllate	261		261		522		522	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	41		41		44		44	
Altri	191	12	203		193	135	328	102
	493	**12**	**505**		**759**	**135**	**894**	**102**

I debiti delle società incorporate ammontano complessivamente al 31 dicembre 2003 a 1.380 milioni di euro.

L'analisi dei debiti per area geografica è la seguente:

(milioni di euro)	Italia	Altri paesi dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Totale
Debiti:							
- obbligazioni	2.000						2.000
- debiti verso banche	126						126
- debiti verso altri finanziatori	61						61
- acconti	172	2					174
- debiti verso fornitori	1.434	201	404	39	4	217	2.299
- debiti verso controllate	2.280	609	12	1			2.902
- debiti verso collegate	90	24	3				117
- debiti verso altri	324	4					328
Totale	**6.487**	**840**	**419**	**40**	**4**	**217**	**8.007**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

I debiti finanziari a breve termine verso imprese controllate (159 milioni di euro) riguardano l'Enifin SpA.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine in essere al 31 dicembre 2004, tutti denominati in euro, è del 2,11% (2,39% al 31 dicembre 2003).

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2003 e 2004, 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 euro)	Scadenza del debito	2003	2004	Scad. 2005	2006	2007	2008	2009	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2016**	644	500	33	110	27	43	43	244	467
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2017**	56	28	3	2	3	2	3	15	25
- mutui a tasso agevolato	**2010**	90	54	36	17				1	18
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	31	22	10	11	1				12
		177	**104**	**49**	**30**	**4**	**2**	**3**	**16**	55
Obbligazioni:										
- *Medium Term Notes*, 6,125%	**2010**	500	500						500	500
- *Medium Term Notes*, 4,625%	**2013**	1.500	1.500						1.500	1.500
Altri finanziatori		60	61	8	5	6	5	5	32	53
		2.881	**2.665**	**90**	**145**	**37**	**50**	**51**	**2.292**	**2.575**

I *debiti finanziari verso imprese controllate*, assunti nei confronti di Enifin SpA, ammontano a 500 milioni di euro, con una diminuzione di 144 milioni di euro a seguito dei rimborsi effettuati.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 104 milioni di euro, con una diminuzione di 73 milioni di euro. Al 31 dicembre 2004 i debiti soggetti a *covenants* ammontano a 2 milioni di euro. I mutui a tasso di cambio agevolato di 22 milioni di euro diminuiscono di 9 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 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%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni. Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2004 è del 4,53% (4,76% al 31 dicembre 2003).

Acconti

Gli acconti di 174 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (101 milioni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* del settore Exploration & Production (28 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (15 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto dalla stessa a fronte dell'impegno assunto dall'Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi; (iv) gli acconti da rimborsare a clienti per fornitura di gas che hanno risolto il contratto (14 milioni di euro).

Debiti commerciali

I *debiti commerciali verso imprese controllate* di 1.721 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto di greggio (579 milioni di euro); (ii) il trasporto e la distribuzione di gas naturale verso le controllate Snam Rete Gas SpA (231 milioni di euro), Italgas SpA (213 milioni di euro) e Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (46 milioni di euro); (iii) i compensi di lavorazione verso la Raffineria di Gela SpA (85 milioni di euro); (iv) la Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori dell'Eni (74 milioni di euro); (v) la Stoccaggi Gas Italia SpA per il servizio di modulazione e stoccaggio (39 milioni di euro).

I *debiti commerciali verso imprese collegate* di 117 milioni di euro riguardano principalmente il trasporto di gas naturale (26 milioni di euro), i debiti per acquisto di gas naturale nei confronti di Promgas SpA (23 milioni di euro), i compensi di lavorazione dovuti alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA (11 milioni di euro) e alla Raffineria di Milazzo ScpA (4 milioni di euro).

Debiti tributari

I debiti tributari di 1.212 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004
Accise e imposta di consumo	58	713
Ires		208
Iva	192	117
Royalty su idrocarburi estratti	245	114
Irap		33
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	12	13
Imposta sostitutiva	339	9
Atri		5
	846	**1.212**

L'aumento del debito per accise e imposta di consumo è connesso alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto per il prodotto immesso in consumo nella seconda metà del mese di dicembre.

Debiti diversi

I *debiti diversi verso imprese controllate* di 522 milioni di euro riguardano essenzialmente l'aumento di capitale sottoscritto e non versato nei confronti di Syndial SpA (340 milioni di euro) e l'aumento di capitale sottoscritto di Eni Mediterranea Idrocarburi SpA da liberarsi mediante conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (115 milioni di euro).

Gli *altri debiti* di 328 milioni di euro riguardano essenzialmente i debiti per depositi cauzionali (134 milioni di euro), in particolare ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (102 milioni di euro), i debiti verso dipendenti per le ferie maturate e non godute (52 milioni di euro), i debiti verso gestori delle stazioni di servizio per bonus di fine gestione (20 milioni di euro) e verso agenti (17 milioni di euro). La parte esigibile oltre l'esercizio successivo scadente oltre i 5 anni, di 102 milioni di euro, riguarda i depositi cauzionali ricevuti da clienti civili per vendita gas.

13 Ratei e risconti passivi

I ratei e risconti passivi di 481 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Proventi poliennali	147	369
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	64	64
Contributi a fondo perduto	20	15
Commissioni su fidejussioni	12	8
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	6	8
Altri	6	17
	255	**481**

I *proventi poliennali* (369 milioni di euro) riguardano i compensi di carattere pluriennale riconosciuti principalmente da: (i) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria stipulato con Eni (115 milioni di euro); (ii) Eni Gas & Power CH SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto stipulati con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (114 milioni di euro); (iii) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (72 milioni di euro); (iv) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (53 milioni di euro); (v) 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* (15 milioni di euro) riguardano le somme incassate da enti pubblici sulla base di diverse leggi nazionali e regionali (principalmente in base alla legge 488/1992) per l'ammodernamento e ristrutturazione degli impianti di raffineria.

Le *commissioni su fidejussioni* (8 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 CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (v. nota 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 126 milioni di euro (85 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I ratei e risconti passivi scadenti oltre i 5 anni ammontano a 251 milioni di euro e riguardano essenzialmente i proventi poliennali.

14 Garanzie

(milioni di euro)	Valore nominale al 31.12.2003	Valore nominale al 31.12.2004
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	1.887	5.426
- di imprese collegate	4.894	4.894
- di altri	2	3
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	8.745	29.772
- di imprese collegate	1.517	1.575
- proprio	611	575
- di altri	387	584
	18.043	**42.829**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 5.426 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 4.968 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 2004 ammonta a 3.264 milioni di euro;
- per 164 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 2004 ammonta a 63 milioni di euro;
- per 134 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2004 ammonta a 22 milioni di euro;
- per 128 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 2004 ammonta a 83 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 dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2004 ammonta a 2.081 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 29.772 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 21.109 milioni di euro le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2004 ammonta a 5.682 milioni di euro;
- 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 2004 l'impegno effettivo è di 1.560 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 3.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2004 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Enifin SpA, ammonta a 2.300 milioni di euro. L'Eni International Bank Ltd non ha emesso titoli;
- per 1.196 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 SpA nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;

- per 76 milioni di euro la responsabilità in solido dell'Eni SpA 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 da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne l'Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria (in particolare Stoccaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Italgas SpA, 12 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro);
- per 31 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 2004 ammonta a 13 milioni di euro;
- per 30 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);
- per 26 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di affidamenti a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2004 ammonta a 2 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate* di 1.575 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- la garanzia di 731 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 2004 ammonta a 610 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 2004 ammonta a 319 milioni di euro;
- le controgaranzie di *performance* di 111 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 2004 corrisponde al valore nominale;
- le lettere di *patronage* di 106 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 2004 ammonta a 40 milioni di euro;
- 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 2004 corrisponde al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 575 milioni di euro riguardano principalmente:

- le manleve a favore di banche (228 milioni di euro), nonché dell'Enifin SpA e della Padana Assicurazioni SpA (233 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/Ires (in particolare Italgas SpA 40 milioni di euro ed Ecofuel SpA 31milioni di euro).

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 584 milioni di euro riguardano principalmente:

- le controgaranzie di 472 milioni di euro rilasciate nell'ambito dell'operazione di acquisto della collegata Unión Fenosa Gas SA. In particolare le garanzie riguardano:
  - la controgaranzia di 404 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 a fronte dell'operazione di finanziamento della Segas (controllata da Unión Fenosa Gas SA);
  - le controgaranzie di *performance* a favore di Unión Fenosa SA (38 milioni di euro) e delle proprie partecipate Unión Fenosa International SA (27 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 2004 ammonta a 336 milioni di euro;

- la garanzia di 65 milioni di euro prestata a favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Planta de Regasificaciòn de Sagunto SAGGAS (partecipata da Unión Fenosa Gas SA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2004 ammonta a 27 milioni di euro;
- la garanzia di 43 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 al 31 dicembre 2004 corrisponde al valore nominale.

15 Altri conti d'ordine

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Valore al 31.12.2004
Impegni:		
- acquisto di beni		6
- vendita di beni	147	128
- locazioni finanziarie	52	59
- contratti derivati di copertura	1.705	1.137
Altri impegni	336	286
Rischi	116	84
	2.356	**1.700**

Gli *impegni di vendita di beni* di 128 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 maggiorato degli interessi);
- gli impegni per la concessione a General Electric Co dell'opzione di acquisto delle azioni della Nuovo Pignone Holding SpA pari al 2,33160% del capitale sociale (28 milioni di euro).

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 59 milioni di euro sono verso la controllata Serleasing SpA; riguardano in particolare il contratto di locazione della durata residua di 7 anni di un palazzo uffici a Gela (23 milioni di euro) nonché contratti di locazione di attrezzature informatiche.

Gli *altri impegni* di 286 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 2004 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 206 milioni di euro (120 milioni di euro in quota Eni, di cui 64 come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 56 come impegno economico);
- l'impegno di 66 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 84 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa (67 milioni di euro).

Gli *impegni per contratti derivati* di 1.137 milioni di euro iscritti al prezzo di regolamento del contratto sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono indicati, coerentemente alla prassi internazionale, i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2004 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 (Enifin SpA) ammontano a 1.117 milioni di euro. Il valore dei contratti a termine su valute indicato nelle analisi del punto suc-

cessivo è espresso al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. 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 (100% Eni) presso cui è accentrata l'attività di tesoreria delle imprese dell'Eni operanti in Italia. 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 (ad esempio, barili o tonnellate).

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e perciò 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, perciò 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 euro)

Descrizione	Valore nominale al 31.12.2003	Valore nominale al 31.12.2004
Interest rate swap (IRS)	58	20
Interest rate collar	54	33
Totale	**112**	**53**

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 S. Paolo IMI e BNL relativamente a finanziamenti a lungo termine a tasso fisso (ultima scadenza 2006).

La tabella che segue analizza 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		31.12.2003	31.12.2004
Incasso tasso fisso/Pago tasso variabile-valore nominale		58	20
Tasso medio acquistato	(%)	10,24	9,70
Tasso medio venduto	(%)	1,88	1,94
Scadenza media ponderata	(anni)	1,47	1,05

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 dal 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 euro)

	Valore nominale al 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Descrizione	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	715	406	561	315
Lira sterlina		176		58
Totale	**715**	**582**	**561**	**373**

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 (456 milioni di euro) e di vendita a termine (314 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. Tali contratti, sia di acquisto che di vendita, scadono per la totalità entro il 2005.

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 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Contratti su merci a termine					
Greggi	(barili)	8.282.918	1.186.000	1.458.940	1.225.000
Prodotti petroliferi	(barili)				
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	152.000	387.200	160.000	128.700
Prodotti petroliferi	(galloni)		104.580		4.620
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 nell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito dell'attività di commercializzazione del gas, sono stati stipulati contratti a termine su greggi (acquisti 229.940 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.

Gli altri contratti derivati su merci sono stipulati nell'ambito dell'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 internazionali possano influenzare in misura significativa il risultato atteso nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi e la loro lavorazione. Operazioni di copertura sono effettuate altresì sulle attività di *trading* di greggi e prodotti.

La scadenza dei contratti, tranne alcuni casi di ammontare non significativo, è inferiore ad 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:

- l'impegno assunto dall'Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- 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 per il ripristino e/o la 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;
- 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 suscet-

tibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico dell'Eni;

- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione 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 con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas & Power CH SA (99,99% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- 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" 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 stipulato il 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 relazione alla 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 di rami d'azienda ma derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - 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 SpA; 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 48.097 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2003	2004
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.883	47.468
Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(81)	(4)
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(9)	13
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	119	107
Altri ricavi e proventi	353	513
	42.265	**48.097**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 47.468 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2003	2004
Prodotti petroliferi	23.003	25.571
Gas naturale e GPL	12.270	13.445
Greggi	5.938	7.481
Vettoriamento gas su tratte estere	204	173
Gestione e sviluppo sistemi informatici		69
Energia elettrica e *utility*	26	22
Altre vendite e prestazioni	442	707
	41.883	**47.468**

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (25.571 milioni di euro) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (9.171 milioni di euro), le vendite a controllate e collegate in Italia e all'estero (7.156 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA e alla Italiana Petroli SpA, le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei *surplus* di raffineria (4.888 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.234 milioni di euro), le somministrazioni a clienti titolari di carte di credito (1.132 milioni di euro) e le vendite per combustibile navi e avio (990 milioni di euro).

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (13.445 milioni di euro) riguardano le vendite di gas in Italia per 10.796 milioni di euro (54,1 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.026 milioni di euro (14,6 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 623 milioni di euro.

I ricavi da vendita di greggi (7.481 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (173 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto sui gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (69 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo (ex attività EniData SpA).

Le altre vendite e prestazioni (707 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (356 milioni di euro), le prestazioni fatturate ai *partner* in *joint venture* (144 milioni di euro) e il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (55 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004
Italia	31.757	34.746
Altri paesi dell'Unione Europea	2.911	4.147
Resto dell'Europa	3.519	4.101
Americhe	2.137	2.640
Asia	1.157	1.539
Africa	398	289
Australia	4	6
	41.883	**47.468**

La voce "Ricavi netti della gestione caratteristica" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	2004
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.468
a dedurre:	
- accise	(10.587)
- vendite in conto permuta di gas e prodotti petroliferi, escluse le accise (*)	(1.513)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito (*)	(1.132)
- prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture* (*)	(144)
- variazione dei lavori in corso su ordinazione	13
- variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(8)
	34.097

(*) 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 4 milioni di euro è dovuta alla diminuzione delle rimanenze di prodotti petroliferi (7 milioni di euro), parzialmente compensata da un aumento delle rimanenze di semilavorati (3 milioni di euro).

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 107 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 euro)	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali	17	14			31
Immobilizzazioni materiali	44	29	1	2	76
	61	**43**	**1**	**2**	**107**

Gli *altri ricavi e proventi* di 513 milioni di euro sono analizzati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2003	2004
Proventi da derivati su merci	57	83
Locazioni, affitti e noleggi	90	69
Proventi relativi al personale	50	63
Contributi allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti		46
Proventi da cessione di contratti di trasporto		39
Riaddebito *royalty*	17	23
Risarcimento danni	15	16
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	13	13
Contributi a fondo perduto	11	5
Utilizzo fondi per rischi e oneri	38	5
Utilizzo fondo svalutazione crediti	16	4
Altri proventi	46	147
	353	**513**

Informazioni sulla natura degli altri ricavi e proventi sono indicate a commento della corrispondente voce della Relazione sulla gestione. Di seguito sono commentate alcune delle voci che nel conto economico riclassificato trovano compensazione nei costi operativi.

I contributi da allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti di 46 milioni di euro riguardano i contributi che i clienti finali di gas versano per l'allacciamento alla rete o per eventuali modifiche chieste.

Il riaddebito *royalty* di 23 milioni di euro è relativo delle *royalty* pagate alle società autostradali per le vendite *non-oil* contestualmente addebitate agli esercenti dell'attività presso le stazioni di servizio.

17 Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 25.619 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di euro)	2003	2004
Materie prime e sussidiarie	10.334	12.982
Gas naturale	6.088	6.717
Prodotti	3.893	4.587
Semilavorati	1.035	1.188
Materiali e materie di consumo	358	327
Acquisti per investimenti	(229)	(182)
	21.479	**25.619**

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 5.903 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2003	2004
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.819	2.475
Compensi di lavorazione	583	660
Trasporti e movimentazioni	358	442
Progettazione e direzione lavori	258	419
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	432	404
Costi di vendita diversi	307	329
Manutenzioni	254	278
Prestazioni professionali	210	263
Servizi di modulazione e stoccaggio	173	176
Somministrazioni diverse	126	125
Viaggi, missioni e altri	77	97
Magazzinaggi, transiti e depositi	83	91
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	63	77
Servizi portuali e aeroportuali	40	70
Postali, telefoniche e ponti radio	39	61
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	32	47
Contributi di allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti		46
Sviluppo, gestione infrastrutture e ICT applicativi (*)	101	35
Assicurazioni	30	34
Servizi di rigassificazione	68	29
Servizi di vigilanza e guardiania	16	15
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi		13
Altri	356	475
	5.425	**6.661**
Servizi per investimenti	(653)	(758)
	4.772	**5.903**

(*) La riduzione deriva dal venir meno, a seguito della fusione, degli addebiti dei servizi ICT dell'Eni SpA da parte dell'EniData SpA.

I costi di ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 47 milioni di euro sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese controllate, 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 31 milioni di euro) e quelli della Corporate relativi al progetto *Eni Slurry Technology* (44 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 465 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2003	2004
Noleggi e locazioni	319	347
Royalty su prodotti estratti	128	86
Canoni per brevetti, licenze e locazioni	29	28
Canoni per beni in *leasing*	13	12
	489	**473**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(15)	(8)
	474	**465**

I *costi per il personale* di 797 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2003	2004
Salari e stipendi	474	567
Oneri sociali	159	174
Trattamento di fine rapporto	38	44
Altri costi	4	12
	675	797

Gli altri costi includono il costo di competenza dell'esercizio (9 milioni di euro) delle *stock grant* e *stock option* assegnate nel 2003 e nel 2004 in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti (v. paragrafo "Ricavi e costi" del capitolo "Criteri di valutazione").

La voce "Costo lavoro" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	2004
Salari e stipendi	567
Oneri sociali	174
Trattamento di fine rapporto	44
Altri costi	12
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	797
Costi per il personale in comando	13
a dedurre:	
- rimborsi di costi per il personale	(63)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(42)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	705

I rimborsi di costi del personale riguardano i proventi da personale in comando.

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 952 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2003	2004
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	1.484	657
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	210	244
Svalutazioni delle immobilizzazioni		12
Svalutazione dei crediti	27	39
	1.721	952

La svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 39 milioni di euro riguarda lo stanziamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi. Il fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria ammonta a 14 milioni di euro (v. nota 5).

Gli ammortamenti e gli stanziamenti al fondo svalutazione crediti, a partire dall'esercizio 2004, non includono più gli stanziamenti effettuati per conseguire benefici fiscali (822 milioni di euro nel 2003).

La voce "Ammortamenti e svalutazioni" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	**2004**
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	657
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	244
Svalutazioni delle immobilizzazioni	12
Svalutazione dei crediti	39
Totale come da schema di conto economico legale	**952**
a dedurre:	
- ammortamenti eccedenti al netto dei rigiri per ammortamento	
- svalutazione crediti	(39)
- contributi a fondo perduto	(5)
- incrementi per lavori interni	(1)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**907**

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci* di 96 milioni di euro riguarda essenzialmente la riduzione delle rimanenze di gas (115 milioni di euro), parzialmente compensata dall'aumento delle rimanenze di greggio (7 milioni di euro).

Gli *accantonamenti per rischi* di 50 milioni di euro riguardano essenzialmente rischi di natura ambientale.

Gli *altri accantonamenti* di 136 milioni di euro riguardano essenzialmente i previsti oneri per smantellamento e ripristino siti (64 milioni di euro) e per concorso a premi (59 milioni di euro).

Gli *oneri diversi di gestione* di 10.852 milioni di euro riguardano in particolare le accise sugli oli minerali (10.587 milioni di euro), gli oneri relativi ai derivati su merci (85 milioni di euro) e le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (12 milioni di euro).

La voce "Costi operativi" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	**2004**
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.619
Costi per servizi	5.903
Costi per godimento di beni di terzi	465
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	96
Accantonamenti per rischi	50
Altri accantonamenti	136
Oneri diversi di gestione	10.852
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**43.121**
a dedurre:	
- accise	(10.587)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.513)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(1.132)
- prestazioni nell'interesse di *partner* per attività in *joint venture*	(144)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(61)
- contributi di allacciamento e canalizzazioni	(46)
- riaddebiti *royalty*	(23)
- costi del personale in comando	(13)
- variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(8)
- variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	4
- svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	39
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**29.637**

18 Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

(milioni di euro)	2003 Dividendi	2003 Crediti di imposta	2003 Proventi	2004 Dividendi	2004 Proventi
Eni International BV	1.280			815	
Stoccaggi Gas Italia SpA	431	61		262	
Snam Rete Gas SpA	187			196	
Società Petrolifera Italiana SpA	9	5		105	
EniPower SpA				81	
Italgas SpA				70	89
Saipem SpA	27	15		28	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	22			24	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	7		22	
Ecofuel SpA	22	12		18	
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	12	7		16	
LNG Shipping SpA	18	10		14	
Italiana Petroli SpA	8	4		12	
Sofid SpA	20	11		8	
Snamprogetti SpA				8	
Altre	32	9	4	36	28
Utilizzo per Irpeg di competenza		(141)			
	2.079		**4**	**1.715**	**117**

I proventi (117 milioni di euro) riguardano in particolare le plusvalenze conseguite nella cessione di partecipazioni alla controllata Italgas SpA di azioni della Compagnia Napoletana Gas SpA (77 milioni di euro) e della Fiorentina Gas SpA (12 milioni di euro) nonché nella cessione di azioni Nuovo Pignone Holding SpA (27 milioni di euro). Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate, partecipate al 31 dicembre 2004, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate", che fa parte integrante della presente nota.

Altri proventi finanziari

(milioni di euro)	**2003**	**2004**
Proventi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni (CCT)	6	6
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	5	3
Proventi diversi dai precedenti:		
- commissioni per servizi finanziari	33	36
- interessi su depositi e c/c	22	33
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	10	21
- interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	19	13
- *interest rate swap*	14	8
- altri	27	19
	136	**139**

Gli interessi su depositi e c/c di 33 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli *altri proventi finanziari* includono l'ammontare di 5 milioni di euro addebitato alle imprese controllate relativo al *fair value* delle *stock grant* assegnate nel 2004 ai dirigenti in servizio presso le stesse.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di euro)	2003	2004
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	78	101
Stanziamento al fondo rischi		62
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	27	17
Interessi e altri oneri verso banche	21	11
Oneri su strumenti derivati	11	8
Stanziamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	36	3
Altri interessi e oneri finanziari	21	13
	194	**215**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 101 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri finanziari sulle *Medium Term Notes* emesse nel 2000 e nel 2003 di 2.000 milioni di euro.

Lo stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro è a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 17 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli oneri su strumenti derivati di 8 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per *interest rate swap* (4 milioni di euro).

Gli stanziamenti al fondo copertura perdite e le perdite su partecipazioni di 3 milioni di euro riguardano lo stanziamento al fondo copertura perdite del Consorzio SET - Sviluppo Elettrico Trecate.

Gli altri oneri finanziari includono lo stanziamento agli "Altri fondi" (5 milioni di euro) del *fair value* delle *stock grant* assegnate nel 2004 ai dirigenti in servizio presso imprese controllate.

Utili e perdite su cambi

(milioni di euro)	2003	2004
Utili e perdite realizzati:		
- utili	687	386
- perdite	(685)	(371)
Utili e perdite da valutazione di attività e passività:		
- utili		352
- perdite		(355)
	2	12

19 Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di immobilizzazioni finanziare che non costituiscono partecipazioni* (3 milioni di euro) riguardano principalmente l'utilizzo del fondo svalutazione crediti finanziari verso imprese collegate (Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd) per incasso del credito.

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 435 milioni di euro sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004
Eni Exploration BV	280	
Polimeri Europa SpA	217	
Syndial SpA	174	380
Eni Investments Plc	147	
Albacom SpA	115	41
Eni Portugal Investment SpA	34	
Altre	11	14
	978	**435**

La partecipazione in Albacom SpA è stata completamente svalutata (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).

20 Proventi e oneri straordinari

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004
Proventi straordinari		
Eliminazione delle interferenze fiscali		1.409
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	245	220
Altri	27	12
Totale proventi straordinari	**272**	**1.641**
Oneri straordinari		
Imposte differite sull'eliminazione delle interferenze fiscali		(333)
Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(64)	(250)
Incentivazione all'esodo del personale	(29)	(18)
Minusvalenze	(44)	
Altri	(11)	(19)
Totale oneri straordinari	**(148)**	**(620)**
Proventi straordinari netti	**124**	**1.021**

Informazioni sulla natura degli oneri e proventi straordinari sono indicate a commento delle voci "Proventi straordinari netti" ed "Eliminazione delle interferenze fiscali" della Relazione sulla gestione.

21 Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate

(milioni di euro)	2003	2004
Imposte correnti:		
- Irpeg/Ires	(607)	(644)
- Irap	(119)	(160)
- imposta sostitutiva	(89)	
- crediti d'imposta	141	
	(674)	**(804)**
Imposte differite	(93)	(173)
Imposte anticipate	108	78
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	73	
	88	**(95)**
	(586)	**(899)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 19,94% (20,40% nell'esercizio 2003). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2003			2004		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte (*)	3.578	34,00%	1.217	4.507	33,00%	1.487
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.949	4,25%	125	4.060	4,25%	173
Aliquota teorica		37,50%			36,83%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		(16,09%)			(12,13%)	
- applicazione *Dual income tax*		(1,12%)				
- stanziamento imposte anticipate Syndial					(3,00%)	
- altre variazioni		0,11%			(1,76%)	
Aliquota effettiva		20,40%			19,94%	

(*) L'utile ante imposte del 2004 (5.583) è rettificato dell'effetto netto del disinquinamento (1.076).

Le imposte differite e anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2003	2004
Imposte differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	(104)	(177)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	12	13
- utilizzo fondo imposte per affrancamento	73	
- altre variazioni	(1)	(9)
	(20)	**(173)**
Imposte anticipate:		
- fondi per rischi e oneri	(10)	200
- svalutazioni di partecipazioni a deducibilità differita	128	(165)
- fondi svalutazione	11	39
- adeguamento aliquota	(35)	
- altre variazioni	14	4
	108	**78**
	88	**(95)**

Le imposte anticipate comprendono la rilevazione dell'Ires relativa alle differenze tra i valori civili e fiscali delle attività e passività della società Syndial inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (135 milioni di euro) perché il relativo risparmio d'imposta rimane definitivamente acquisito dall'Eni[7]. Le imposte differite non comprendono la rilevazione delle imposte correlate alle voci di bilancio oggetto di "disinquinamento" dalle interferenze fiscali (333 milioni di euro), iscritte alla voce Oneri straordinari - altri.

22 Informazioni per settori di attività[8]

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 euro)	E&P	G&P	R&M	Corporate	Totale
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)]	4.062	3.132	6.120	4.316	17.630
Attività non direttamente attribuibili					51.174
Passività direttamente attribuibili [(c)]	1.674	1.936	3.392	603	7.605
Passività non direttamente attribuibili					16.770
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	515	2	401	102	1.020
Ammortamenti e svalutazioni	(473)	(30)	(311)	(67)	(881)
2004					
Ricavi netti della gestione caratteristica [(a)]	2.691	13.130	20.609	466	36.896
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.407)	(10)	(12)	(370)	(2.799)
Risultato operativo	1.364	1.526	638	(304)	3.224
Attività direttamente attribuibili [(b)]	4.735	4.677	6.499	4.504	20.415
Attività non direttamente attribuibili					60.874
Passività direttamente attribuibili [(c)]	1.561	2.744	4.575	685	9.565
Passività non direttamente attribuibili					25.425
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	431	48	506	61	1.046
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(74)	(298)	(61)	(907)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(7) V. paragrafo "Riorganizzazione societaria, riforma del diritto societario e riforma fiscale - Riforma fiscale" della Relazione sulla gestione.
(8) 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. n. 602 del 29 settembre 1973 è oggetto di modifica periodica da parte del Ministro dell'economia e delle finanze (per l'esercizio 2004 pari al 2,75% annuo) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie	49	49	44	44
Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo	1.950	1.950	1.539	1.533
Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	234	238	230	232
Obbligazioni e debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	2.881	2.876	2.665	2.607
Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo	55	55	166	166

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 indicati i valori di mercato per ciascuna tipologia di contratto:

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su interessi:				
- attività	2	8	1	2
Contratti derivati su valute:				
- attività		12		4
- passività	(2)	(28)	(1)	(10)
Contratti derivati su merci:				
- attività		10		6
- passività	(4)	(2)	(12)	(7)
Totale				
- attività	**2**	**30**	**1**	**12**
- passività	**(6)**	**(30)**	**(13)**	**(17)**

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti a ruolo, calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 2003 e 2004, è il seguente:

	2003	2004
Dirigenti	538	571
Quadri	2.625	2.917
Impiegati	4.555	5.369
Operai	1.813	1.622
Marittimi	103	
	9.634	**10.479**

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 2004 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 3, 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, relativamente ai sindaci gli emolumenti per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	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								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	520	7	142		669
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	01.01-31.12	30.05.05	509		735	922	2.166
Mario Giuseppe Cattaneo	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	108				108
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	110				110
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	110				110
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	102				102
Guglielmo Moscato	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	112				112
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.05	105				105
Collegio Sindacale								
Andrea Monorchio	Presidente	01.01-31.12	30.05.05	114				114
Luigi Biscozzi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	91			46 (2)	137
Paolo Andrea Colombo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	91			32 (3)	123
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	90			54 (4)	144
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.05	90			45 (5)	135
Direttori generali								
Gilberto Callera	Divisione R&M	01.01-13.04				798	243	1.041 (6)
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12				280	644	924
Luciano Sgubini	Divisione G&P	01.01-31.12				353	574	927
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	14.04 -31.12				129	317	446
				2.152	**7**	**2.437**	**2.877**	**7.473**

(*) Relativi alle *performance* realizzate nel 2003.
(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 e nella Polimeri Europa SpA.
(3) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Saipem SpA.
(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due dal 24 febbraio 2004.
(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA e di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA dal 27 aprile 2004.
(6) Include le indennità corrisposte in sede di risoluzione del rapporto di lavoro (798 mila euro).

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 4,5 milioni di euro (stesso ammontare nel 2003) e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 511 mila euro (505 mila euro nel 2003) (art. 2427, n. 16 del codice civile).

Questi compensi si differenziano da quelli indicati 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 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 2004 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 ai diritti assegnati è omessa trattandosi di azioni gratuite; nessun diritto è scaduto nell'esercizio.

Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati nell'esercizio è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni sul conto titoli intrattenuto dall'assegnatario.

		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 mesi	Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	107.300	18	35.300	38	37.800	16,750	104.800	19
Gilberto Callera (1)	Direttore generale Div. R&M	49.600	17			49.600	17,011		
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	40.300	20	13.000	38	12.800	16,750	40.500	20
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	50.500	17	13.000	38	23.000	16,750	40.500	20
Angelo Taraborrelli (2)	Direttore generale Div. R&M	16.950	20	5.800	38	5.250	16,750	17.500	20

(1) Fino al 13 aprile 2004.
(2) Dal 14 aprile 2004.

Stock option

Nella tabella seguente sono indicate le opzioni ad acquistare azioni Eni trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione R&M	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M
		Vittorio Mincato	Gilberto Callera (1)	Stefano Cao	Luciano Sgubini	Angelo Taraborrelli (2)
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:						
- numero opzioni		347.500	97.000	118.500	118.500	53.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	14,442	14,442	14,439	14,439	14,396
- scadenza media in mesi		79	85	85	85	86
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni		151.500		63.500	51.500	43.500
- prezzo di esercizio	(euro)	16,576		16,576	16,576	16,576
- scadenza media in mesi		72		96	96	96
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni			(97.000)			
- prezzo medio di esercizio	(euro)		14.442			
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		499.000		182.000	170.000	96.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	15,090		15,185	15,086	15,379
- scadenza media in mesi		67		79	79	81

(1) Fino al 13 aprile 2004.
(2) Dal 14 aprile 2004.

27 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 0,75 euro e di 1,24 euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004 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 2004 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione anche dell'esercizio 2003. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di n. 3.779.938.557 e di n. 3.771.692.584 rispettivamente negli esercizi 2003 e 2004.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant* produrranno sull'utile per azione dell'Eni SpA non è significativo.

28 Rapporti con parti correlate

Ai sensi delle comunicazioni Consob n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998 sono illustrati 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; queste 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 regolati generalmente alle condizioni applicate ai terzi riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale, nonché per l'acquisto di energia elettrica;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

	31.12.2004				2004					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Agip (Suisse) SA	8	4			32	2		100		
Agip Austria Aktiengesellschaft	11							166		
Agip Caspian Sea BV	1		3.329						3	
Agip Deutschland GmbH	6	2			29	5		282	22	
Agip España SA	54	1		12	7	1		412	1	
Agip Karachaganak BV	2		1.220						6	2
AgipFuel SpA	910	1				1		3.416	3	
AgipRete SpA	4	3				3		168	3	
American Agip Co Inc	44	1				1		195		
Ecofuel SpA	2	8	69		97	1		2	1	
Energy Maintenance Services SpA		27				78	8		1	
Eni G&P CH SA		6				64			9	40
Eni Gas Trading Europe BV	40							368	34	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		115								
Eni Middle East BV			367							
Eni Norge AS	3	19			108			4	9	
Eni Trading BV	4	579			7.143	6	1	12		
Eni UK Ltd	21	3	1		5	1	3	146	9	2
Enifin SpA	13	12	7	1.116			99		1	112
EniPower SpA	112	11	217			83		523	5	
EniTecnologie SpA	1	15	3			83			2	
Fiorentina Gas Clienti SpA	34							104	1	1
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	5	29				183		4		
Italgas SpA	14	266	12			661	5	4	2	3
Italiana Petroli SpA	47	20				1		1.966	9	
Napoletana Gas Clienti SpA	30	1				1		97	1	2
Padana Assicurazioni SpA	53	12				23	1			12
Polimeri Europa SpA	56	7	334		62	3		640	8	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	6	10				55		5	3	
Raffineria di Gela SpA	56	88			1	353	1	155	1	
Saipem SpA	6	22		67		75		10	5	
Serfactoring SpA		74								
Serleasing SpA	1	15		58	1	15	25	8		
Sieco SpA	12	32			1	81	26	9	9	1
Snam Rete Gas SpA	19	231	13			1.062		53	28	1
Snamprogetti SpA	7	60	117		38	136	1		8	
Sofid SpA	12	26				62	6		21	1
Stoccaggi Gas Italia SpA	30	52	28		22	182			10	1
Syndial SpA	5	351	707		4	3		44	2	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	164	46				254			58	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		1				90				
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	119	94	241		94	151	66	88	186	17
	1.912	**2.244**	**6.665**	**1.253**	**7.644**	**3.720**	**242**	**8.981**	**461**	**195**

(milioni di euro)

	31.12.2004				2004					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		15				68				3
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno			4.894							
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	8	11		100	419	10		97		
Promgas SpA	27	23			230			259		1
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245		62		
Tag GmbH		15				167			3	1
Tenp GmbH		9				51				
Unión Fenosa Gas SA			111							1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	113	39	23		11	78	7	119	3	1
	154	**116**	**5.028**	**100**	**660**	**619**	**7**	**537**	**6**	**7**
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	10							199		
Gruppo Enel	204	2			2	5		1.277	123	1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	28							53	13	
	242	**2**			**2**	**5**		**1.529**	**136**	**1**
	2.308	**2.362**	**11.693**	**1.353**	**8.306**	**4.344**	**249**	**11.047**	**603**	**203**

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, intrattenuti dall'Eni SpA ammontano nel 2004 a circa 9 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA, Raffineria di Gela SpA e Syndial SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con 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 nonché di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui, Agip España SA, Agip Deutschland GmbH, American Agip Co Inc, Agip Austria Aktiengesellschaft, Agip (Suisse) SA), sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate (tra le principali Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con 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 terzi; i ricavi per servizi verso la stessa sono relativi alla cessione di capacità di trasporto;
- la fornitura di gas all'estero 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, servizi di stoccaggio e servizi di rigassificazione, 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; gli acquisti di beni dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione gas da società controllate e collegate, rispettivamente, dall'Italgas SpA e dalla Azienda Energia e Servizi SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate e collegate (Transmediterranean Pipeline Co Ltd, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH), 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 Trans Austria Gasleitung GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Co Ltd regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i crediti verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente il compenso di carattere pluriennale relativo alla rinegoziazione del contratto di trasporto gas dall'estero;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Eni Gas & Power CH SA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; gli altri ricavi verso Eni Gas & Power CH SA riguardano il corrispettivo della cessione dei contratti attivi di trasporto stipulati con terzi;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA e da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA, dalla Raffineria di Gela SpA e dalla Erg Raffinerie Mediterranee SpA 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 SpA;
- l'acquisizione dalla Praoil Oleodotti Italiani SpA del servizio di presa in consegna, trasporto via oleodotto e stoccaggio di greggi e prodotti finiti sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- 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;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti e al margine minimo per la remunerazione del capitale investito;
- l'acquisizione di servizi assicurativi da Padana Assicurazioni SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ricerca e sviluppo da EniTecnologie SpA regolati sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito;
- i debiti verso Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sono relativi all'aumento di capitale sottoscritto ma non versato dall'Eni SpA;
- gli altri ricavi e costi verso Enifin SpA sono relativi ai differenziali dei derivati di copertura, regolati a condizioni di mercato, posti in essere per gestire il rischio connesso alle forniture di gas naturale a prezzo fisso e al *trading* di greggi e prodotti petroliferi;
- i debiti verso Serfactoring SpA sono relativi ai crediti ceduti da fornitori dell'Eni SpA alla società di *factoring*.

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 e Sofid SpA che svolge attività amministrative e finanziarie nell'interesse dell'Eni SpA). 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 informatico, amministrativo, finanziario e legale – sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti e della 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 e Snamprogetti SpA regolate da contratti stipulati alle normali condizioni di mercati.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2004			2004	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
Eni Coordination Center SA - Eni International Bank			6.869	4	2
Syndial SpA			128		1
Enifin SpA	1.000	659	21.240	21	42
Snam Rete Gas SpA	15		134		2
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			128		
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	15		34	2	5
	1.030	**659**	**28.533**	**27**	**52**
Imprese collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV			731		29
Raffineria di Milazzo ScpA			106		
Tag GmbH			517		4
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	5				4
	27		**1.442**		**37**
	1.057	**659**	**29.975**	**27**	**89**

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 e di tasso di interesse attraverso la stipula 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, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA" allegato alla presente nota integrativa (di cui costituisce parte integrante).

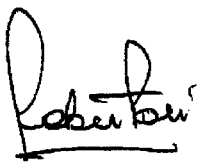
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'assemblea degli azionisti

Signori Azionisti, il Consiglio di Amministrazione propone di:
- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2004 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 4.684.165.491,89 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 4.684.165.491,89 euro come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  . al pagamento del dividendo di 0,90 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse 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 23 giugno 2005, con stacco fissato al 20 giugno 2005.

Signori Azionisti, siete invitati:
- ad approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2004 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 4.684.165.491,89 euro;
- ad attribuire l'utile di esercizio di 4.684.165.491,89 euro come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  . al pagamento del dividendo di 0,90 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse 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 23 giugno 2005, con stacco fissato al 20 giugno 2005.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

30 marzo 2005

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 2004. 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.

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 26 aprile 2004.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2004 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 Per una migliore comprensione del bilancio si richiama l'attenzione sul fatto che, ai sensi di quanto stabilito dal D.Lgs n. 6/03, la Società ha provveduto allo storno delle interferenze fiscali pregresse esistenti al 1 gennaio 2004. Gli effetti sul bilancio sono descritti nella nota integrativa e nella relazione sulla gestione.

Roma 21 aprile 2005

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Giussani

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

deliberazioni dell'assemblea degli azionisti

L'assemblea ordinaria degli azionisti tenutasi il 27 maggio 2005 ha approvato:
- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2004 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 4.684.165.491,89 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 4.684.165.491,89 euro come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  . al pagamento del dividendo di 0,90 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 23 giugno 2005, con stacco fissato al 20 giugno 2005.

PAGINA BIANCA

Allegati
2004

PAGINA BIANCA

allegati alla nota integrativa del bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2004

■ Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2004

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 2004, 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 ed estero e 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 2004 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [c]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate									
Consolidate con il metodo integrale	61	211	272						
Consolidate con il metodo proporzionale	3	3	6 [b]	3	20	23			
	64	**214**	**278**	**3**	**20**	**23**			
Partecipazioni di imprese consolidate [c]									
Valutate con il criterio del patrimonio netto	7	38	45	40	52	92			
Valutate con il criterio del costo	22	40	62	30	35	65	15	20	35
	29	**78**	**107**	**70**	**87**	**157**	**15**	**20**	**35**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		11	11		1	1		1	1
Possedute da imprese a controllo congiunto				7	20	27			
		11	**11**	**7**	**21**	**28**		**1**	**1**
Totale imprese	**93**	**303**	**396**	**80**	**128**	**208**	**15**	**21**	**36**

(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 o indebitamento finanziario netto: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

□ Società controllate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 21 novembre 2001, n. 429 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.
Al 31 dicembre 2004 l'Eni controlla 17 società residenti o con filiali (n. 3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt. 1 e 2 del Decreto, di cui 7 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc e della Bouygues Offshore SA. Di queste 17 società, 9 sono soggette a imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi dell'Eni SpA (8) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 8 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività esercitata.
L'Eni controlla inoltre 20 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.
Nessuna società ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2004 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers[1].
Nel successivo elenco delle imprese controllate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a pié pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

(1) Fa eccezione la società malese Sonsub Asia Sdn-Bhd (in liquidazione) perché la chiusura della liquidazione con il riparto finale si è conclusa il 25 ottobre 2004. Secondo la legislazione malese, la società si intende cancellata decorsi 3 mesi dal riparto finale.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.004.424.476	Ministero dell'economia e delle finanze	20,31		
				Cassa depositi e prestiti SpA	10,00		
				Eni SpA	5,85		
				Altri Soci	63,84		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Set Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA	50,00		P.N.
				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	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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 - Stogit 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 (in liquidazione)	Aksai (Kazakhstan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak BV	80,00		Co.
				Eni Exploration BV	20,00		
Agip Oil Ecuador BV (1)	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	20.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.148	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni A E P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration 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 in Ecuador 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 Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni 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 (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	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	New York (USA)	USD	10.000	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00		Co.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	82.733.977,50	Eni AOG Ltd	100,00	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	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni US Operating Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Birch Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Brupex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	11.600.000	Eni AOG Ltd	100,00		Co.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni Intern. BV Eni Exploration BV Eni Intern. NA NV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark 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

(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

(2) 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.

(10) 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 Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd	100,00		
Eni Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000.015	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Finance Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV	100,00		Co.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,45	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni 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	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00		Co.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	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 (..)		P.N.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	2.750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iran Petroleum BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00		Co.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Jpda 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni Intern. BV	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	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Linv Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	180.517	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Malacca Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Overseas Holdings Ltd	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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 Malagot Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	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	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mep Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Methodplan Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	52.015.032	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,15	Eni MOG Ltd Eni Nimex Ltd	62,14 37,86		
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mitre Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	18.880.500	Eni MHH Ltd Soci terzi	99,99 (..)		
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Morocco BV	Amsterdam (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 Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Nimex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	14.214.491	Eni MOG Ltd	100,00		
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	738.155.000	Eni Exploration BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,90	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil US Llc	Wilmington (USA)	USD	150.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Exploration Co Inc	Houston (USA)	USD	44.000.000	Eni Petroleum 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
(10) 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 Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd	100,00		
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Sesulu Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni TNS Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	40.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,01	Eni TTO Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni LNS Ltd Eni Lasmo Plc	50,00 50,00		Co.
Eni 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	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	100.000	Eni Exploration BV Eni Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia Bek BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00		Co.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni 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	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni 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	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni 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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(10) 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 Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Grand Maghreb BV Eni Neptune Ltd	50,00 50,00		Co.
Lasmo Offshore Ltd [8] **(ex Lasmo Insurance Ltd)** (in liquidazione)	Douglas (Isola di Man)	GBP	1.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,10	Eni Lasmo Plc	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.
Lasmo Sanga Sanga Ltd [9]	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (UPET) Inc	Alberta (Canada)	CAD	0,10	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
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.
Pennant Insurance Co Ltd [8]	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Secab Niugini 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

(8) 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.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a 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	Acque Potabili	100,00	67,05	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	EUR	600.000	Acque Potabili	100,00		Co.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	EUR	525.000	Italgas	100,00	100,00	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas Eni SpA Saipem SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	49,05	C.I.
EniPower Iniziative Industriali SpA (ex EniPower Iniziative Industriali Srl)	San Donato Milanese	EUR	120.000	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	16.362.447,72	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Italgas Soci terzi	51,03 48,97	51,03	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	50,06	C.I.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas	100,00	100,00	C.I.
Italgas Rete SpA (ex Italgas Rete Srl)	Torino	EUR	120.000	Eni SpA	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	99,69	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	65.850.000	Italgas Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Re.Gas SpA (ex Re.Gas Srl)	Brescia	EUR	5.409.000	Italgas	100,00		Co.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napoletana Gas Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Slim Sicilia - Società Lavori Impianti Metano Sicilia SpA	Siracusa	EUR	9.804.000	Italgas	100,00	100,00	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.310.500	Eni SpA Soci terzi	50,06 49,94	50,06	C.I.
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (#)	Torino	EUR	4.076.261	Italgas Soci terzi	67,05 32,95	67,05	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	24.780.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	239.844.822	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
(#) 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 Podjetje za distribucijo zemeljskega plina d.o.o. Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	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 (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
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	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	100,00	C.I.
Gerecse Gazvezetèk Epito es Vagyonkezelo Rèszvenytàrsasàg	Tatabànya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul Gàzvezetèk Soci terzi	50,15 49,85		
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	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Samco Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Trans. Pipeline Co Ltd Eni Intern. BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni Intern. BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Tiszántúli	100,00		Co.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Sofid Soci terzi	50,00 (..) 49,99	50,00	C.I.
Tigáz 2 Földgáz Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	4.650.000.000	Tigáz Tiszántúli Soci terzi	89,31 10,69	44,65	C.I.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (◊)(8)	Saint Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	Saint Helier (Jersey)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gàzvezetèk E'pito es Vagyonkezelo Rèszvenytàrsasàg	Tatabànya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Tiszántúli Soci terzi	58,42 41,58		Co.
Zsàmbèkgàz Gàzvezetèk Epitteto ès Vagyonkezelo Rèszvènytàrsasàg	Bicske (Ungheria)	HUF	1.050.000.000	Tigáz Tiszántúli 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

(◊) La società è considerata controllata ai sensi dell'art. 2359, n. 3 del codice civile; non è inclusa nell'area di consolidamento perché l'art. 26 del D.Lgs. 127/1991 non prevede tale fattispecie di controllo.

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione è soggetta a imposizione in Italia.

(8) 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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipRete SpA	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 Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	106.907	Praoil Oleod. Italiani AgipFuel SpA 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	Genova	EUR	1.290.000	Praoil Oleod. Italiani	100,00	100,00	C.I.
Italiana Petroli SpA	Genova	EUR	51.071.053	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	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Seapad SpA (ex Seapad Srl)	Genova	EUR	12.400.000	Praoil Oleod. Italiani Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		Co.
Agip Austria GmbH	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 Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni Intern. BV AgipRete SpA	98,00 2,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (10)	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 Részvénytársaság	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 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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 Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Rep. Sudafricana)	ZAR	200.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Pannónia Kereskedelmi Korlátolt Felelõsségû Társaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.157.570.000	Agip Hungaria	100,00	99,41	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alès (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	100,00	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	909.560.400	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol. Sro (ex Agip Slovensko Sro)	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	270.000.000	Eni Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	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 (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	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.
OOO "Nefto - Agip" (ex Nefto - Agip)	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.760	Eni Intern. BV	100,00		P.N.
Romania Petrol Distributie Srl (in liquidazione)	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	Eni Intern. BV	100,00		Co.
Suedpetrol Ag fuer Erdoelwirtschaft	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	7.669.378,22	Agip Deutschland	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	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

(4) 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 a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

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.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	48,31 28,10 1,66 21,93		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa Polimeri Europa Benelux Polimeri Europa GmbH	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	Wilmington (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 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (10)	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)	100,00	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	100.000	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	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 GmbH	90,00 10,00		Co.
Polimeri Europa Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa	100,00		Co.
Polimeri Europa Pacific Ltd (8) (in liquidazione)	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	Polimeri Europa Soci terzi	99,99 (..)		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 Polska Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa	100,00		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
(8) 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.
(10) 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	441.177.500	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,94 (a) 0,77 56,29	42,95	C.I.
IN ITALIA							
Bos Italia Srl	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00	42,95	C.I.
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	EUR	10.000	Saipem Ener. SpA Tecnomare SpA	50,00 50,00	50,05	C.I.
Consorzio Saitre (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	51.645,70	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Sapro	Chieti	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 SpA Eni SpA	50,00 50,00	71,48	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortoli	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	42,95	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	42,95	C.I.
Sonsub SpA	Venezia - Marghera	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	42,95	C.I.
ALL'ESTERO							
Boscongo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,98 0,02	42,95	C.I.
Bos Investment Ltd (ex Bouygues Offshore Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)	42,95	C.I.
Bos - UIE Ltd (ex Bouygues Offshore - UIE Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	Bos Investment Ltd	100,00	42,95	C.I.
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	25.564,59	Saipem SA Camom SA	95,00 5,00	42,95	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg	Spergau (Germania)	EUR	25.564,59	Camom Gesellschaft	100,00		Co.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH	Spergau (Germania)	EUR	25.564,59	Camom Gesellschaft	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Canalisations, Tuyauteries Soudées SA	Nangis (Francia)	EUR	915.000	Camom SA Soci terzi	99,98 0,02	42,94	C.I.
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest SA	S. Vigor d'Ymonville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03		P.N.
Csmi Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.525	Camom SA Entreprise Nouvelle	99,00 1,00		P.N.
Delong Corporation	Houston (USA)	USD	21.489	Saipem Inc	100,00		Co.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	42,95	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 43,29
Soci terzi 56,71

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 (..)	42,95	C.I.
Er Sai Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	14.000.000	European Mar. Invest. Saipem UK Ltd	50,00 50,00	42,95	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS	100,00	42,95	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise Nouvelle Soci terzi	60,00 40,00	25,77	C.P.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Serv. Equip. Gaziers Soci terzi	55,00 45,00	23,57	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01	42,95	C.I.
Katran-K Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	42,95	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	110.000.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	42,95	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	42,95	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	19.412.815	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.143	Delong H. - Ecmp Soci terzi	70,00 30,00	30,07	C.I.
PT Bos Indonesia (ex PT Bouygues Offshore Indonesia LI)	Jakarta (Indonesia)	IDR	2.176.000.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,90 0,10		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	29.000.000	Saipem Intern. Saipem (Asia) Sdn Bhd	99,99 (..)	42,95	C.I.
PT Sofresid Indonesia LI	Jakarta (Indonesia)	IDR	3.016.000.000	Sofresid SA Sofresid Engineering	99,90 0,10	42,95	C.I.
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saibos SAS Soci terzi	70,00 30,00	30,07	C.P.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SA	100,00	42,95	C.I.
Saibos Fze (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos Constr.	100,00	42,95	C.I.
Saibos SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA	100,00	42,95	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) 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 (*)
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise Nouvelle	99,99 (..)		Co.
Saipem Argentina S.A.M.I.C. y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern.	100,00		P.N.
Saipem Contracting Algerie SpA (ex Saipem Algerie SpA)	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Soci terzi	99,94 0,01 0,05	42,93	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	97,00 3,00	41,67	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.814.327	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Saipem Energy International Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.000.000	Saipem UK Ltd	100,00		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Saipem Inc	Houston (USA)	USD	1.101.000	Sonsub Inc	100,00	42,95	C.I.
Saipem India Project Services Ltd (ex International Development Process and Engineering Ltd)	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	42,95	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS Saibos Constr.	99,99 (..)	42,95	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,94 (a) 58,06	17,18	C.I.
Saipem Mediterranean Services Llc	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Soci terzi	89,41 10,59	38,41	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS	100,00	42,95	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,24	Saipem SGPS	100,00	42,95	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Saipem SA (5)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	25.617.886,96	Saipem SpA	100,00	42,95	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. ERS	99,98 0,02	42,95	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (9)	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00		P.N.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. European Mar. Invest.	75,00 25,00	42,95	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 International BV 40,01; Soci terzi 59,99

(5) 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.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) 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 Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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	36,94	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	500.000	Saipem Energy Int.	100,00		
Sas Port de Tanger	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	42,95	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,77	C.I.
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	Entreprise Nouvelle ERS	50,00 50,00	42,95	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	42,85	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv. Equip. Gazi. Camom SA	99,90 0,10	42,85	C.I.
Société de Pose de Pipelines Snc (in liquidazione)	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	100,00		P.N.
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	42,94	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,80	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	42,95	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	42,95	C.I.
Sonsub A/S	Randeberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd (8) (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	42,95	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern.	100,00	42,95	C.I.
Star Gulf Free Zone Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SA Sofresid SA	60,00 40,00	42,95	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	25,77	C.P.
Sud Est Cie	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,63 0,37		Co.
Tbe Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Soc. Nouv. Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00	30,06	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(8) 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.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a 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							
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,34 44,66	55,34	C.P.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	Milano	EUR	20.658,28	Ambiente Snamprogetti SpA	50,00 50,00		Co.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA 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	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	C.P.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	C.P.
Snamprogetti Services SpA	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	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	44.845.000	Snamprogetti SpA Snampr. Management	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	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 (7)	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 (8)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (10)	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

(7) 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 a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(8) 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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

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	100,00	100,00	C.I.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		Co.
CEOM - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA (in liquidazione)	Palermo	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		Co.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid	95,00 5,00		Co.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali e Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Venezia	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		Co.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	28.612.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Galatea Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.200	Syndial SpA	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 Soci terzi	52,00 48,00		Co.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		Co.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	Syndial SpA	100,00		Co.
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	18.000.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	27.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA (ex Sviluppo Tecnologie Industriali Srl)	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese	EUR	397.789.451	Eni SpA	100,00 (a)	100,00	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA (ex 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

(a) Al 31 dicembre 2004 l'aumento di capitale deliberato dalla Società è stato sottoscritto solo dall'Eni (v. "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA" dell'allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio).

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		Co.
Rheinische Oelleitungs GmbH	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,38	Oleodotto del Reno SA	100,00		
Tecnomare (UK) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.750.000	Tecnomare	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid Eni SpA	73,25 26,75	99,72	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	EUR	5.160.000	Sofid Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
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 International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	621.516.190	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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 (8)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni Intern. BV	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(8) 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	40,00 60,00		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		P.N.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Carson Town Center Inc	Los Angeles (USA)	USD	50.000	Carson Dev. Gen. Part.	100,00		
City Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Closed Joint Stock Co "AstraN"	Astrakhan (Federazione Russa)	RUB	100.000	Eni Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia 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 Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	87.500.000	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.
Eni Oil Co Ltd (ex Agip Oil Co Ltd)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	50,00 50,00		
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00	50,00	C.P.
Geopromtrans Llc	Mosca (Federazione Russa)	RUB	2.000.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
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	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	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		P.N.
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 Enl	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.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation 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	Il Cairo (Egitto)	USD	402.000.000	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 Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acam Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	Torino	EUR	110.500.000	Italgas Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Energia Valdarno Scrl	Pisa	EUR	52.000	Toscana Gas SpA	100,00		
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	Sicilgas SpA Eni SpA Soci terzi	99,99 (..) (..)		
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Gas Clienti SpA (ex AGES Vendite SpA)	Pistoia	EUR	2.635.000	Toscana Gas SpA	100,00		
Toscana Gas SpA	Pisa	EUR	109.381.463,28	Part. Industr. Soci terzi	46,10 53,90		P.N.
Toscana Partecipazioni SpA	Pisa	EUR	11.700.000	Toscana Gas SpA Fiorentina Gas SpA Soci terzi	74,00 25,00 1,00		
Toscana Servizi SpA	Pisa	EUR	275.028	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,03 48,97		
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Gas SpA Soci terzi	56,67 43,33		
We.Cube.Com SpA (in liquidazione)	Torino	EUR	666.668	Italgas Soci terzi	29,58 70,42		Co.

(*) 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 (*)
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	Inv. de Gas del Centro SA Eni SpA Soci terzi	51,00 31,35 17,65		P.N.
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Erdgas - Beteiligungsgesellschaft Sud mbH	Stoccarda (Germania)	EUR	15.500.000	Gasversorgung Suddeuts. EnBW - Eni Verwaltung.	51,00 49,00		
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.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW - Eni Verwaltung.	100,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigaz Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	320.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Pebe - Coop Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	12.000.000	Tigaz Soci terzi	20,83 79,17		Co.
Setgas - Sociedade de Produção e Distribuçao de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	EUR	72.672,83	Eni Intern. BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,22	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 Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	Unión Fenosa Gas SA	100,00		
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

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (ex Arezzo Gas Srl)	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
B.T. Trasporti SpA	Ariccia	EUR	1.800.000	Intermode Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Cam Petroli Srl	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Ce.p.i.m. Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,32	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 SpA 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 SpA (ex Erg Nuove Centrali Srl)	Priolo Gargallo	EUR	9.010.000	Eni SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Erg Raffinerie Mediterranee SpA (ex Erg Raffinerie Mediterranee Srl)	Priolo Gargallo	EUR	25.000.000	Eni SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Fox Energy Srl	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipFuel 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.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Intermode Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
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	33,33 66,67		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	AgipRete 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.
Unipetrol SpA	Tortona	EUR	1.500.000	Intermode Soci terzi	25,00 75,00		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	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci terzi	58,00 42,00		
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.
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft	Monaco di Baviera (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 SA 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.
Mediterranée Bitumes SA (ex Bitumed - Société Mediterranée Bitumes)	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni Intern. BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni Intern. BV Oléoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 0,06 51,01		P.N.
Omnia Gas Sagl	Rivera (Svizzera)	CHF	21.000	City Carburoil SA	100,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression A	Ginevra (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Superoctanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		Co.

(*) 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	196.078	Polimeri Europa Soci terzi	20,00 80,00		Co.

(*) 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 Eni	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 (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
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 Shelf Ltd Society	Baku (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Zone Co Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Entreprise Nouvelle Soci terzi	27,50 72,50	11,81	C.P.
Doris Development Canada Ltd	St. John's (Canada)	CAD	10.000	Doris Engineering SA	100,00		Co.
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	Doris Engineering SA	100,00		P.N.
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		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras	100,00	21,48	C.P.
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
Gaztransport et Technigaz SAS	St. Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	Soc. Nouv. Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		P.N.
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	21,48	C.P.
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Doris Engineering SA Saipem SA	50,00 50,00	21,48	C.P.
Petrosupport SAS (in liquidazione)	Rueil Malmaison (Francia)	EUR	38.120	Saipem SA 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 (*)
PMS - Petrochemicals Maintenance Services GmbH	Leuna (Germania)	EUR	200.000	Camom Gesellschaft Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
Sea Tank Co SA	Parigi (Francia)	EUR	46.800	Doris Engineering SA Soci terzi	99,62 0,38		Co.
Servicios de Construçiones Caucedo SA	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30	21,35	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	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Sas Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67	14,32	C.P.
Starstroi Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	21,48	C.P.
Starstroi - Sakhalin Bezopasnost Sarl	Yuzhno (Federazione Russa)	RUB	300.000	Starstroi - Security Sarl	100,00		
Starstroi - Security Sarl	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizacoes Industriais SA	Linda A Velha - Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
Tss Dalia Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50	11,81	C.P.
Upstream Constructors International Fzco	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Constr. Soci terzi	50,00 50,00	21,48	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 Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	40,00 12,00 48,00		Co.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,10 0,26 49,64	50,21	C.P.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,69	Snamprogetti SpA Soci terzi	22,50 77,50		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 (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329,14	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Nuovo Pignone Holding Snamprogetti SpA	50,00 50,00		Co.
Consorzio Uma (in liquidazione)	Napoli	EUR	17.557	Snamprogetti SpA Soci terzi	23,53 76,47		Co.
ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento in Agricoltura	Roma	EUR	12.394,95	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Snamprotechint Italia Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 (a) 49,00		Co.
SP-Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
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 (*)
Bonny Project Management Co Ltd	Greenford (Regno Unito)	GBP	1.000	LNG - Serv. e Gest. de Pr.	100,00		
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. Fertilizantes Nitr. Soci terzi	20,00 (..) (a) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	12.285.875.000	Fert. Nitr. de Oriente CEC Soci terzi	99,99 0,01		
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela Srl	Caracas (Venezuela)	VEB	286.550	Fert. Nitr. de Oriente CEC	100,00		
Haldor Topsøe A/S (ex Haldor Topsøe AS)	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Management Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Haldor Topsøe Inc USA	Houston (USA)	USD	5.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Haldor Topsøe Int. AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Kellogg Brown & Root - Snamprogetti Ltd	Leatherhead (Regno Unito)	GBP	32.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		Co.
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.
Spf - Tkp Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprogetti France Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
TSKJ-II Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serv. de Eng. Lda	100,00		
TSKJ Nigeria Ltd	Isola di Bonny (Nigeria)	NGN	50.000.000	TSKJ-II Lda Soci terzi	99,99 0,01		
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.	19,99
Fertilizantes Nitr.	0,01
Soci terzi	80,00

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Albacom SpA	Milano	EUR	50.665.600	Eni SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Città della Ricerca	EUR	51.645,69	Syndial SpA Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,60	Syndial SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,70	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,70	Syndial SpA Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA (in liquidazione)	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci terzi	59,56 (a) 40,44		Co.
Gela Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Gela	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Ifm Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	3.600.000	Polimeri Europa Syndial SpA S.E.F. Srl Ambiente Soci terzi	18,15 13,98 13,96 2,92 50,99		P.N.
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806,16	Syndial SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA Soci terzi	32,26 67,74		Co.
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Torino	EUR	9.546.000	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia	EUR	200.000	Syndial SpA Polimeri Europa Soci terzi	33,65 28,63 37,72		Co.
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 Tecnomare SpA Soci terzi	39,07 (b) 7,86 53,07		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.231.095	Syndial SpA Eni SpA Soci terzi	18,35 2,82 78,83		Co.
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	EniTecnologie SpA Soci terzi	33,33 66,67		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	48,00
Soci terzi	52,00

(b) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:

Syndial SpA	32,10
Tecnomare SpA	6,45
Thetis SpA	5,23
Soci terzi	56,22

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Pacific Solar Pty Ltd	Botany (Australia)	AUD	90.043.948	EniTecnologie SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
Serdis Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	Syndial SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors - Ltd Liability Partnership	Aksaj (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

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Applied Research & Technology Ltd	Inverness (Regno Unito)	GBP	1.349.496	Eni UK Ltd Soci terzi	18,68 81,32
Discovery Producer Services Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Eni BB Pipeline Llc Soci terzi	16,67 83,33
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Norsea Pipeline Ltd	Woking, Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	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 Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente - A.N.E.A. (ex Consorzio Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente - A.N.E.A.)	Napoli	EUR	472.558,06	Napoletana Gas Soci terzi	11,48 88,52
Agenzia per il Risparmio Energetico Srl	Ancona	EUR	70.554 [a]	Eni SpA Soci terzi	13,81 86,19
Api Energy Srl	Milano	EUR	50.000	EniPower SpA Soci terzi	12,50 87,50
Insula SpA	Venezia	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
S.I.T.I. Met. - 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	Ivrea	EUR	612.000	Acque Potabili Soci terzi	16,00 84,00

ALL'ESTERO

Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Intern. NA NV Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.429.238.107	LNG Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA 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

(a) In data 14 dicembre 2004 è stato deliberato l'azzeramento del capitale sociale e la sua ricostituzione a 60.000 euro. Nel corso del 2005 l'Eni è uscita dalla compagine azionaria perché non ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA	Roma	EUR	360.000.000	Eni SpA Soci terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

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	20,00 80,00
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 Soci terzi	16,81 83,19
Gie Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip Française Soci terzi	18,00 82,00
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main Gbr	Francoforte sul Meno (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
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) Gesellschaftbuergerlichen Rechts	Berlino (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutschland Soci terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni Intern. BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin Gbr	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutschland Soci terzi	12,50 87,50

Ingegneria e Costruzioni

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia (in liquidazione)	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA Soci terzi	18,08 81,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Industria Acqua Siracusana SpA	Siracusa	EUR	102.000	Syndial SpA Erg Med Polimeri Europa SpA Soci terzi	9,00 5,00 1,00 85,00
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
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886,048	Tecnomare SpA Soci terzi	16,67 83,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 9)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Eni Gas & Power CH SA	Lugano	Gas & Power	Rilevanza
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	Exploration & Production	Rilevanza
European Maritime Commerce BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Katran-K Llc	Krasnodar	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	Altre attività	Rilevanza
Moss Artic Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saipem Services SA	Bruxelles	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	Finanziario	Rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 54)

Agip do Brasil SA	San Paolo	Refining & Marketing	Cessione
Agip Mauritania BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Aquater SpA	San Donato Milanese	Ingegneria	Fusione
Bos Corporation Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Fusione
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ovest	Saint Vigor d'Ymonville	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
CSMI Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
EMC Netherlands BV	Rotterdam	Costruzioni e perforazioni	Fusione
Energia Sicilia SpA	Siracusa	Gas & Power	Fusione
Eni ANS Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni BBH Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni BBOH Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Brupex Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
EniData SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Fusione
Eni DMF Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione
Eni Energy Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Gabon SA	Port Gentil	Exploration & Production	Cessione
Eni International Exploration Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni International Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Linv Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Malacca Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Methodplan Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni MHH Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Mitre Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni MOG Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Nederland BV	Beverwijk	Exploration & Production	Cessione
Eni Neptune Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Nimex Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Overseas Holdings Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Resources Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni TNS Holdings Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni Trading Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
Eni UFL Ltd	Londra	Exploration & Production	In liquidazione
European Marine Contractors Llc	Delaware	Costruzioni e perforazioni	Cancellazione
Greenstream SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Italgas Più SpA	Torino	Gas & Power	Fusione
Lasmo Cumi-Cumi Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Lasmo Offshore Ltd	Douglas	Exploration & Production	In liquidazione
Lasmo (WP) Inc	Wilmington	Exploration & Production	Cancellazione
Petro-Marine/BCI Engineering Inc	Wilmington	Costruzioni e perforazioni	Fusione
Polimeri Europa Handelgesellschaft MbH	Eshborn Taunus	Petrolchimica	Fusione
Polimeri Europa Pacific Ltd	Hong Kong	Petrolchimica	Irrilevanza
PT BOS Indonesia LI	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Saipem Energy International Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	In liquidazione
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrificants SA	Lione	Refining & Marketing	Fusione
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Fusione
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Sofresid Aquitaine SA	Pau	Costruzioni e perforazioni	Cancellazione
Sofresid Group SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Fusione
Sofresid Nord Snc	Dunkerque	Costruzioni e perforazioni	Cancellazione
Sofresid Provence Snc	Les Milles	Costruzioni e perforazioni	Cancellazione
Stargas Italia SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Cessione
Studeurop SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	In liquidazione

Imprese consolidate con il metodo proporzionale

IMPRESE INCLUSE (N. 1)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Enstar Petroleum Ltd	Calgary	Exploration & Production	Rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 7)

Doris USA Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Eurig GmbH e Co Kg	Colonia	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Katran-K Llc	Krasnodar	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
LukAgip Midstream BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
LukAgip NV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Moss Artic Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Rosbos Scrl	Ravenna	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza

allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

Imprese controllate

Adriaplin Doo - Lubiana (Slovenia)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 1 quota, pari al 51% del capitale sociale di 3.105.000.000 di talleri sloveni, del valore nominale di 1.583.550.000 talleri sloveni.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea straordinaria del 27 aprile 2004 ha approvato la modifica statutaria che ha soppresso la sede principale di Roma.
L'Assemblea del 16 dicembre 2004 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2004 che chiude con la perdita di 58.037 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 74.592 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 15.791.503 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva ex art.13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 15.784.580 euro, pari a 43,40 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.765 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

AgipRete SpA - Roma
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 1.937.833 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e copertura delle perdite di esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.385.460 euro, pari a 0,0895 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 231 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 17 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 15.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA (in liquidazione) - Palermo
In data 1° aprile 2004 l'Eni ha acquistato dalla Snamprogetti SpA e dalla Tecnomare SpA, rispettivamente, n. 42.504 azioni e n. 21.252 azioni del valore nominale di 0,76 euro al prezzo di 7.816 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2003.

L'Assemblea del 25 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 771.551 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 25 giugno 2004 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2004 che chiude con la perdita di 67.911 euro che, sommata alla perdita dell'esercizio 2003 di 771.551 euro, riduce il capitale al di sotto del limite legale. L'Assemblea ha deliberato altresì lo scioglimento anticipato della società ai sensi dell'art. 2484, comma 4 del codice civile.
In data 20 dicembre 2004 l'Eni ha ceduto alla Syndial SpA l'intera partecipazione posseduta di n. 1.125.618 azioni del valore nominale di 0,76 euro, pari al 93,80150% del capitale sociale, al prezzo di 75.073 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante risultante dalla situazione patrimoniale al 31 marzo 2004.

Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA - Napoli
L'Assemblea del 26 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 12.563.334 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 11.858.000 euro, pari a 0,77 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 77.168 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.547.352 euro in data 26 maggio 2004.
In data 29 novembre 2004 l'Eni ha ceduto l'intera partecipazione di n. 3.308.250 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 21,48214% del capitale sociale, alla Società Italiana per il Gas pA al prezzo di 82.000.000 di euro, corrispondente al valore economico determinato da una stima congiunta Eni-Società Italiana per il Gas pA.

Consorzio Cogenerazione Fornovo (in liquidazione) - Fornovo di Taro
Il Comitato Direttivo del 20 gennaio 2004, a seguito del recesso della Società Petrolifera Italiana SpA (socio al 30%), ha accertato il verificarsi di una delle cause di scioglimento di cui all'art. 13 dello statuto e ha deliberato la nomina di un liquidatore.
In data 17 maggio 2004 il liquidatore ha approvato il bilancio finale di liquidazione al 30 aprile 2004 che chiude con un residuo attivo di 17.972 euro, incassati dall'Eni in data 18 maggio 2004 al netto di 653 euro di crediti verso l'Erario.
In data 27 maggio 2004 è stata presentata istanza di cancellazione dal registro delle imprese.

Consorzio Condeco Santapalomba - Pomezia
L'Assemblea del 23 febbraio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude in pareggio.
L'Eni ha versato a titolo di aumento del fondo consortile la somma di 1.550 euro.
In data 21 dicembre 2004 la quota posseduta del fondo consortile di 107.507 euro è stata ceduta alla Praoil Oleodotti Italiani SpA (100% Eni) per il corrispettivo di 53.754 euro corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2003 incrementato della quota consortile versata nell'anno.

Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione) - Palermo
A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA, l'Eni ha acquisito n. 19 quote, pari al 95% del fondo consortile di 10.320 euro.
L'Assemblea del 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 46.937 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 30 settembre 2004 la partecipazione è stata ceduta alla Syndial SpA al prezzo simbolico di 1 euro.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 27 febbraio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 33.476.528 euro e ha deliberato di demandare agli amministratori, ai sensi dell'art. 7 dello statuto del Consorzio, la decisione in ordine alla reintegrazione del fondo consortile e della copertura delle perdite risultanti dal bilancio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano
L'Assemblea del 14 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 20.712.145 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva ex art. 13 D.Lgs. n. 124/1993 e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 18.000.000 di euro, pari a 0,18 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 383.852 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 14 giugno 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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
L'Assemblea del 26 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 1.325.698 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 2003 è rimasta immutata in 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 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 2.891.606 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.871.000 euro, pari a 0,58 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 20.606 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 292.842 euro in data 21 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 13 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 229.404 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 200.000 euro, pari a 0,05 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 16.208 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 15 giugno 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 20 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 6.872.458 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 6.467.500 euro, pari a 1,99 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 5.405 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.238.675 euro in data 5 maggio 2004.
In data 14 giugno 2004 l'Eni ha acquistato dalla Syndial SpA n. 617.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 19% del capitale sociale, al prezzo di 4.472.917 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2003 dopo la delibera di distribuzione del dividendo.
Il Consiglio di amministrazione della società nell'adunanza del 14 luglio 2004 e il Consiglio di amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 29 luglio 2004 hanno deliberato la fusione per incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA. Con atto di fusione stipulato in data 16 dicembre 2004 la società è stata incorporata dall'Eni SpA con efficacia giuridica 31 dicembre 2004 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2004.

Eni Exploration BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 25 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 394.388.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale proprio fino a 263.000.000 di dollari USA a titolo di sovrapprezzo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 443.481 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 2003 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 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 5.463.775 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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)
In data 3 maggio 2004 l'Eni ha acquistato dalla Snamprogetti SpA n. 413.349 quote del valore nominale di 5 euro, pari allo 0,33253% del capitale sociale, al prezzo di 32.155.003 dollari USA, corrispondente al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2003.
L'Assemblea del 7 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 2.078.776.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire ai soci, in una o più tranche, il dividendo di 1.000.000.000 di dollari USA, portando

a nuovo l'utile residuo di 1.078.776.000 dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di 1.000.000.000 di dollari USA nel periodo maggio-novembre 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 123.889.889 quote, pari al 99,66747%, a n. 124.303.238 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 621.516.190 euro.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 25 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 25 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 90.964.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 93.029 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela
L'Assemblea del 21 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 54.113 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 22 dicembre 2004 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 200.000 euro a 5.200.000 euro mediante emissione di n. 5.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro ciascuna, con sovrapprezzo di 22,10 euro ciascuna, da eseguirsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, l'Eni ha sottoscritto in data 30 dicembre 2004 l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento, con efficacia dal 1 gennaio 2005, del ramo d'azienda denominato "Attività E&P Sicilia", ricevendo n. 5.000.000 azioni ordinarie.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 200.000 azioni a n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Dover (USA)
L'Assemblea del 18 giugno 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 102.099.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 14 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 27.843.201 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 21 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 3.293.652 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire un dividendo di 80.938.920 euro, pari a 0,07 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 2.938.400 euro e parte della riserva facoltativa di 74.881.567 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2004.
In data 1° aprile 2004 l'Eni ha versato a EniPower SpA, in conto futuro aumento di capitale sociale, la somma di 350.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 632.796 euro e ha deliberato di attribuire l'avanzo rinveniente dalla fusione di Eurosolare di 5.020.172 euro a copertura della perdita di

esercizio, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.377.636 euro, pari a 153 euro per azione, e di portare a nuovo l'ammontare residuo di 9.740 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 28.612 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 28.612.000 euro.

Fiorentina Gas SpA - Firenze
L'Assemblea del 23 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 2.794.798 euro e ha deliberato, previa copertura delle perdite di esercizi precedenti e l'accantonamento alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 720.000 euro, pari a 0,24 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 360.271 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 66.805 euro in data 31 maggio 2004.
In data 29 novembre 2004 l'Eni ha ceduto l'intera partecipazione di n. 278.355 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 9,2785% del capitale sociale, alla Società Italiana per il Gas pA al prezzo di 12.000.000 di euro, corrispondente al valore economico determinato da una stima congiunta Eni-Società Italiana per il Gas pA.

Fiorentina Gas Clienti SpA - Firenze
L'Assemblea del 23 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 8.448.802 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.200.000 euro, pari a 1,20 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 826.362 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.309.111 euro in data 31 maggio 2004.
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 2.505.150 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 41,7525% del capitale sociale di 6.000.000 di euro.
A seguito della fusione per incorporazione di Italgas Più l'Eni ha acquisito n. 2.403.924 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 40,0654% del capitale sociale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 1.090.926 azioni, pari al 18,1821% del capitale sociale, a n. 6.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di amministrazione del 5 febbraio 2004 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2003 che chiude con l'utile di 383.239 lire sterline e ne ha deliberato l'utilizzo a copertura parziale delle perdite di esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 613.810 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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.

Insartel Srl (in liquidazione) - Cagliari
A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA, l'Eni ha acquisito n. 100.000 quote, pari al 100% del capitale sociale di 51.000 euro.
L'Assemblea del 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 7.740 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 27 settembre 2004 la partecipazione è stata ceduta alla Syndial SpA al prezzo di 15.294 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2003.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

Italgas Più SpA - Torino
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 30.080.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 30.082.000 euro.
L'Assemblea straordinaria della società in data 7 luglio 2004 e il Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA nell'adunanza del 29 luglio hanno deliberato la fusione per incorporazione della Italgas Più SpA nell'Eni SpA. Con atto di fusione stipulato in data 16 dicembre 2004 la società è stata incorporata dall'Eni SpA con efficacia giuridica 31 dicembre 2004 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2004.

Italgas Rete SpA - Torino
In data 29 novembre 2004 l'Eni ha acquistato dalla Società Italiana per il Gas pA n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 120.000 euro, al prezzo di 115.000 euro corrispondente al patrimonio netto della società al 30 giugno 2004.

Italiana Petroli SpA - Genova
L'Assemblea del 20 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 12.979.312 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ex art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.328.002 euro, pari a 0,31 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 568 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 5 luglio 2004.
L'Assemblea del 30 giugno 2004 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 39.767.748 euro a 51.071.053 euro interamente sottoscritto dall'Eni mediante conferimento del ramo d'azienda costituito da 196 punti vendita di proprietà per la distribuzione di prodotti petroliferi sulla rete ordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 39.767.748 azioni a n. 51.071.053 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 51.071.053 euro.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 13 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 14.786.982 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 14.046.879 euro, pari a 0,05831 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 754 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 28 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 32.399.638 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.000.000 di euro, pari a 0,40 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 20.399.638 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 3.210.000 euro in data 13 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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.

Polimeri Europa SpA - Brindisi
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 202.376.840 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 3.227.314 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ex art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.967.579 euro, pari a 0,04 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 94.691 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 20 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in 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 15 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 15.769.505 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
Nel settembre 2004 l'Eni ha versato la somma di 30.350.000 euro in conto futuro aumento capitale sociale a fronte del progetto "Ammodernamento impianti di Raffineria" (legge n. 488/1992 progetto 62553-12 D.M. 124629 del 23 giugno 2003). Il versamento è vincolato per tutta la durata del progetto.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Re.Gas SpA - Brescia
L'Assemblea del 13 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 155.904 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla copertura delle perdite di esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 143.394 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni. L'Eni ha incassato il dividendo in data 28 maggio 2004.

In data 11 ottobre 2004 la partecipazione (100%) è stata ceduta all'Italgas SpA per il corrispettivo di 5.416.796 corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2003 dopo la distribuzione del dividendo.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 68.401.626 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 0,148 euro alle azioni ordinarie e di 0,178 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 64.751.417 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 207.327 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.034.649 euro in data 27 maggio 2004.
In data 12 maggio 2004 l'Eni ha acquistato dalla Sofid SpA n. 216.388 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,05% del capitale sociale, al prezzo di 1.726.776 euro, corrispondente a 7,98 euro per azione e pari alla media delle quotazioni di borsa della società del mese di aprile 2004.
In attuazione dei piani di *stock option* e *stock grant* nel 2004 la Saipem SpA ha emesso n. 463.800 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale sociale rappresentato da azioni ordinarie ammonta a 441.177.500 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 189.206.919 azioni ordinarie, pari al 42,93193% del capitale sociale, a n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,93585% del capitale sociale di 441.177.500 euro rappresentato da azioni ordinarie.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 412.448 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire un dividendo di 388.500 euro, pari a 0,0259 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.220 euro. L'Eni ha incassato il dividendo in data 17 maggio 2004.
L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 15.000.000 di euro a 27.917.238 euro, da attuarsi mediante emissione di n. 12.917.238 azioni del valore nominale di 1 euro da liberarsi mediante conferimento da parte dell'Eni di due aeromobili. L'atto di conferimento è stato firmato il 28 aprile 2004 con efficacia immediata.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 15.000.000 di azioni a n. 27.917.238 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.917.238 di euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 45.148 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 2003 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
In data 8 gennaio 2004 l'Eni ha ceduto alla Sieco SpA n. 400.000 azioni del valore nominale di 3,87 euro, pari al 100% del capitale sociale, al prezzo di 5.111.762 euro, corrispondente al patrimonio netto della società al 31 dicembre 2003.

Sieco SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 288.597 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo degli utili portati a nuovo.
In data 14 giugno 2004 l'Eni ha acquistato dalla Snamprogetti SpA n. 416.354 azioni, pari al 16% del capitale sociale, per il corrispettivo di 2.350.206 euro e dalla Syndial SpA n. 416.354 azioni, pari al 16% del capitale sociale, per il corrispettivo di 2.350.206 euro. Entrambi i corrispettivi sono commisurati al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2003.
In data 26 luglio 2004 l'Eni ha acquistato dalla Saipem SpA n. 416.354 azioni, pari al 16% del capitale sociale, per il corrispettivo di 2.350.206 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2003.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 1.353.151 azioni, pari al 52% del capitale sociale, a n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419 euro.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 8.282.567 euro e ha deliberato di coprire la perdita dell'esercizio precedente di 7.063.397 euro mediante utilizzo degli utili portati a nuovo.
L'Assemblea ha deliberato altresì, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di distribuire un dividendo di 8.100.000 euro, pari a 0,405 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 36.809 euro.
L'Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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
In data 29 marzo 2004 l'Eni ha ceduto al prezzo di 650 milioni di euro n. 177.000.000 di azioni ordinarie della società, rappresentanti il 9,054% del capitale sociale, a Mediobanca SpA per il successivo collocamento presso investitori professionali in Italia e investitori istituzionali all'estero. L'acquirente è stato selezionato a seguito di una procedura competitiva alla quale sono state invitate a partecipare primarie banche.
L'Assemblea del 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 80.915.003 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, di attribuire l'utile residuo di 80.870.481 euro alla riserva ammortamenti anticipati. L'Assemblea ha deliberato altresì di attribuire parte degli utili portati a nuovo (30.258.270 euro) alla riserva ammortamenti anticipati e di distribuire agli azionisti a titolo di dividendo la somma di 391.000.000 di euro, pari a 0,20 euro per azione, utilizzando allo scopo i residui utili portati a nuovo di 22.807.113 euro e parte della Riserva sovrapprezzo azioni di 368.192.887 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 195.768.614 euro in data 27 maggio 2004.
In data 5 agosto 2004, a seguito dell'esercizio delle opzioni possedute da un ex dirigente, la società ha aumentato il capitale sociale di n. 310.500 azioni del valore nominale di 1 euro portando il capitale sociale a 1.955.310.500 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 1.155.843.070 azioni, pari al 59,12241% del capitale sociale, a n. 978.843.070 azioni, pari al 50,06075% del capitale sociale di 1.955.310.500 euro.

Società Italiana per il Gas pA - Torino
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 132.130.326 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 69.704.701 euro, pari a 0,20 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 55.819.108 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 69.532.103 euro in data 13 maggio 2004.
In data 6 maggio 2004 l'Eni ha acquistato dalla Sofid SpA n. 862.992 azioni ordinarie della società, rappresentanti lo 0,24761% del capitale sociale, al prezzo di 11.218.896 euro, pari a 13 euro per azione corrispondente al prezzo dell'OPA lanciata nel 2003.
A seguito della scissione parziale a favore dell'Eni con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, il capitale sociale è stato ridotto da 348.523.506 euro a 239.844.822 euro mediante annullamento di n. 108.678.684 azioni del valore nominale di 1 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 347.660.514 azioni, pari al 99,75239% del capitale sociale, a n. 239.844.822 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 239.844.822 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 100.754.741 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993 e utilizzando riserve disponibili di 8.410.245 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 105.031.520 euro, pari a 1,438 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 104.993.840 euro in data 24 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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
In data 18 marzo 2004 l'Eni ha acquistato dalla Snamprogetti SpA n. 4.192.944 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 2,54898% del capitale sociale, al prezzo di 5.256.694 euro, corrispondente al patrimonio netto sottostante della società al 31 dicembre 2003.
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 8.219.216 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 7.731.274 euro, pari a 0,047 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 55.847 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 7.701.274,68 euro in data 13 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 159.663.964 azioni, pari al 97,06299% del capitale sociale a n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.499 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 21.008.252 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993 e utilizzando l'utile dell'esercizio precedente di 240.786.414 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 261.793.460 euro, pari a 1,72 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 - San Donato Milanese
In data 31 gennaio 2004 l'Eni ha versato la somma di 257.012.549 euro a totale liberazione delle azioni (7/10) sottoscritte il 19 dicembre 2003 a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea il 30 settembre 2003.
In data 5 marzo 2004 l'Eni ha sottoscritto n. 31.935 azioni non optate al prezzo di 31.935 euro, corrispondente al valore nominale.
L'Assemblea del 30 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 183.602.412 euro che residua in 152.461.204 euro, dopo la copertura della perdita di 31.141.208 euro deliberata dall'Assemblea del 30 settembre 2003 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2003, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 30 novembre 2004 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2004 che chiude con la perdita di 304.389.143 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 456.850.347 euro mediante utilizzo di riserve di 5.391.475 euro e l'integrale riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamento di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 453.490.637 euro mediante emissione di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1,14 euro. La stessa Assemblea ha deliberato inoltre la riduzione del capitale sociale da 453.490.637 euro a 397.798.804 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale da 1,14 euro a 1 euro attribuendo la differenza di 55.691.833 euro a copertura della perdita residua per 53.660.068 euro e per 2.031.765 euro a riserva indisponibile.
In pari data l'Eni ha sottoscritto n. 397.789.451 azioni del valore nominale di 1,14 euro e ha versato, a parziale liberazione (25%) delle stesse, la somma di 113.369.994 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 397.757.516 azioni, pari al 99,98882% del capitale sociale, a n. 397.789.451 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale sottoscritto di 397.789.451 euro.

Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia
L'Assemblea del 6 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 9.676.506 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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.

Tigaz Rt Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag - Hajduszoboszlo (Ungheria)
L'Assemblea del 20 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 5.955.825.997 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.165.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 245 fiorini ungheresi per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 1.790.825.997 fiorini ungheresi. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 416.500.000 fiorini ungheresi in data 30 agosto 2004.
In data 3 settembre l'Eni ha ceduto alla Sofid SpA n. 1 azione ordinaria per il corrispettivo di 41 euro.
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 6.800.001 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 40,00001% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 1.700.000 azioni, pari al 10% del capitale sociale, a n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 9 settembre 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 46.333.860 dollari USA e ha deliberato, utilizzando 11.402.140 dollari USA di utili di esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 57.736.000 dollari USA, pari a 56 dollari USA per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.868.000 dollari USA in data 15 settembre 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 Company Ltd - St. Helier (Channel Islands); sede amministrativa - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 maggio 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 22.016.425 euro e ha deliberato, utilizzando 671 euro di utili di esercizi precedenti, di distribuire un dividendo di 22.017.096 euro, pari a 200,52 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo in data 28 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 - Milano
L'Assemblea del 29 marzo 2004 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 313.390.913 euro, che residua in 286.054.577 euro dopo la copertura della perdita di 27.336.336 euro deliberata dall'Assemblea del 29 agosto 2003 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2003, e ha deliberato la copertura della perdita eccedente il patrimonio netto di 37.334.342 mediante imputazione a copertura perdite di quota parte del finanziamento erogato nel 2003 dai soci. L'Assemblea ha deliberato altresì l'integrale riduzione del capitale sociale di 248.720.235 euro, da eseguirsi mediante annullamento di n. 248.720.235 azioni del valore nominale di 1 euro, e l'aumento del capitale sociale a 50.665.600 euro mediante emissione di n. 50.665.600 azioni del valore nominale di 1 euro.
L'aumento è avvenuto mediante conversione in capitale di parte del finanziamento erogato nel 2003 dai soci. All'Eni sono state assegnate n. 17.732.960 azioni.
In data 25 giugno 2004 i soci di Albacom hanno autorizzato la società a imputare alla riserva copertura perdite complessivamente 65.968.311 euro utilizzando allo scopo una parte ulteriore dei finanziamenti da loro erogati nel 2003 (quota Eni 23.088.909 euro).
L'Assemblea del 30 luglio 2004 ha approvato il bilancio al 31 marzo 2004 che chiude con la perdita di 327.163.760 euro, che residua in 13.772.847 euro dopo la copertura della perdita di 313.390.913 euro deliberata dall'Assemblea del 29 agosto 2003 e del 29 marzo 2004, nonché la situazione patrimoniale al 31 maggio 2004 che chiude con un'ulteriore perdita di 19.549.028 euro. La stessa Assemblea ha deliberato la copertura della perdita complessiva residua di 33.321.875 euro mediante utilizzo di parte della riserva copertura perdite.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 87.052.082 a n. 17.732.960 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 35% del capitale sociale di 50.665.600 euro.

Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 25% del fondo consortile di 51.645 euro.
Il bilancio al 31 dicembre 2003 chiude con la perdita di 7.606 euro.
Con lettera datata 5 ottobre 2004, il liquidatore del Consorzio ha preso atto della decisione di EniData di recedere unilateralmente quale consorziato, rinunciando alla propria quota di partecipazione di 12.911 euro. Come previsto dallo statuto EniData SpA ha esercitato il diritto di recesso rinunciando alla propria quota del fondo consortile.

Consorzio Prometeo (in liquidazione) - Roma
A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA, l'Eni ha acquisito una quota, pari al 26,60% del fondo consortile di 154.500 euro.
L'Assemblea del 23 marzo 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude in pareggio.
In data 11 novembre 2004 la partecipazione è stata ceduta alla Syndial SpA al prezzo simbolico di 1 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Erg Nuove Centrali SpA - Priolo Gargallo (ex Erg Nuove Centrali Srl - Siracusa)
La società è beneficiaria della scissione parziale proporzionale del ramo d'azienda "Centrali Termoelettriche" della Erg Raffinerie Mediterranee SpA, stipulata con atto del 18 dicembre 2003 con efficacia dal 1° gennaio 2004. A seguito della scissione e in esecuzione della delibera dell'Assemblea dell'8 ottobre 2003, la società ha aumentato il capitale sociale da 10.000 euro a 9.010.000 euro. In relazione alla scissione, l'Eni ha ricevuto n. 2.520.000 quote della società del valore nominale di 1 euro.
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 6.810 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni e il trasferimento della sede sociale in Priolo Gargallo.
La partecipazione nella società, dopo la scissione e la trasformazione, è costituita da n. 252.280 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 28% del capitale sociale di 9.010.000 euro, percentuale immutata rispetto al 31 dicembre 2003.

Erg Raffinerie Mediterranee SpA - Priolo Gargallo
Il capitale sociale della società si è ridotto da 31.275.000 a 22.275.000 euro, mediante annullamento di n. 1.000.000 di quote del valore nominale di 9 euro cadauna, a seguito della scissione parziale proporzionale alla beneficiaria Erg Nuove Centrali SpA del ramo d'azienda "Centrali Termoelettriche", stipulata con atto del 18 dicembre 2003 con efficacia dal 1° gennaio 2004.
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 1.901.473 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la trasformazione della società in società per azioni e l'aumento gratuito del capitale sociale da 22.275.000 euro a 25.000.000 di euro mediante l'utilizzo di parte della riserva di rivalutazione legge 72/1983. L'Eni ha ricevuto n. 76.300 azioni del valore nominale di 10 euro.
La partecipazione nella società dopo la scissione e la trasformazione è costituita da n. 700.000 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 28% del capitale sociale di 25.000.000 di euro, percentuale immutata rispetto al 31 dicembre 2003.

Geopromtrans Ltd Liability Co - Mosca (Russia)
In data 7 agosto 2004 l'Eni ha acquistato da terzi (Cristal Spring Investment Ltd) il 50% della società per il corrispettivo di 15.018.541 euro.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2004 è costituita da n. 1 azione del valore nominale di 1.000.000 di rubli, pari al 50% del capitale sociale di 2.000.000 di rubli.

Gruppo Distribuzione Petroli Srl - Pieve di Soligo
L'Assemblea del 30 giugno 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 689.458 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 689.000 euro, pari a 4,91 euro per ciascuna quota. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 337.610 euro in data 30 settembre 2004.
In data 13 ottobre 2004, la partecipazione posseduta (49%) è stata ceduta all'AgipFuel SpA (100% Eni) per il corrispettivo di 77.963 euro, corrispondente al patrimonio netto al 31 dicembre 2003 dopo la delibera di distribuzione del dividendo.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA - Milano
L'Assemblea del 29 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 17.166 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 16.307 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 2003 chiude con la perdita di 1.049.494 euro. L'Assemblea del 2 agosto 2004, convocata per l'approvazione dei bilanci degli esercizi 1999, 2000, 2001, 2002 e 2003 ha deliberato di rinviare l'approvazione a una successiva assemblea.
In data 28 settembre 2004, la partecipazione posseduta (20%) è stata ceduta alla Syndial SpA per il corrispettivo simbolico di 1 euro.

Promgas SpA - Milano
L'Assemblea del 29 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 526.927 euro e ha deliberato, utilizzando utili portati a nuovo di 23.073 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 550.000 euro, pari a 55 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 275.000 euro in data 14 maggio 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude in pareggio.
Nel corso del 2004 l'Eni ha versato in conto futuro aumento capitale sociale a fronte dei progetti *Gasoline Project* (legge 488/1992 - progetto 60706-12 D.M. 124554 del 23 giugno 2003) e "Tutela Ambientale" (legge 488/1992 - progetto 77438-11 D.M. 123496 del 23 giugno 2003) rispettivamente la somma di 31.057.000 euro e di 3.496.500 euro. I predetti versamenti sono vincolati per tutta la durata dei relativi progetti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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.

Saccne Rete Srl - Barcellona
L'Assemblea del 19 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 1.052.906 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire ai soci un dividendo di 744.010 euro, pari a 0,3382 euro per ciascuna quota. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 364.565 euro in data 5 maggio 2004.
In data 29 luglio 2004 la partecipazione posseduta (49%) è stata ceduta all'Agip Rete SpA per il corrispettivo di 3.827.000, corrispondente al patrimonio netto sottostante al 31 dicembre 2003, dopo la delibera di distribuzione del dividendo.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 103.131 euro e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale e alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro, pari al 25% del capitale sociale di 312.000 euro.

Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA - Setubal (Portogallo)
A seguito della scissione parziale della Società Italiana per il Gas pA con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2004, l'Eni ha acquisito n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87084% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Siciliana Gas SpA - Palermo
L'Assemblea del 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 3.041.605 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.887.528 euro, pari a 4,27 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.997 euro. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.443.764 euro in data 16 giugno 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 27 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con l'utile di 3.120.177 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando utili portati a nuovo di 146.831 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.111.000 euro, pari a 6,10 euro per azione. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6,10 euro in data 11 giugno 2004.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 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 28 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 26.175.498 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico-Tecnologico di Venezia Scarl - Porto Marghera
L'Assemblea del 29 aprile 2004 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2003 che chiude con la perdita di 1.517.341 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo delle riserva per contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. n. 917/1986 per 1.277.215 euro e della riserva sovrapprezzo quote per 240.126 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento gratuito del capitale sociale da 8.736.495 euro a 12.231.095 euro mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo quote, nonché l'aumento del capitale sociale da 12.231.095 euro a 20.942.045 euro mediante emissione di nuove quote da offrire in opzione ai soci in base alle quote possedute alla data dell'Assemblea.
L'Eni non ha esercitato il diritto di opzione sulla quota spettante.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2003 è variata da n. 1 quota del valore nominale di 249.600 euro, pari al 2,85698% del capitale sociale, a n. 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

ENI S.p.A.

ESERCIZIO 2005

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

Area di consolidamento **2005**

Impresa Consolidante Eni SpA

Azionisti: Ministero dell'economia e delle finanze 20,31%
Eni SpA 5,92%
Altri Soci 73,77%

Exploration & Production

ITALIA

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,00
Ieoc SpA	100,00
S.A.R.C.I.S. - Società Azionaria Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA	100,00
Società Petrolifera Italiana SpA	99,96
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit 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 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 Australia BV	100,00
Eni Australia Ltd	100,00
Eni BB Petroleum Inc	100,00
Eni Birch Ltd	100,00
Eni Bukat Ltd	100,00
Eni Bulungan BV	100,00
Eni China BV	100,00
Eni Congo Holding 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 Elgin/Franklin Ltd	100,00
Eni Energy BV	100,00
Eni Energy Ltd	100,00
Eni Ganal Ltd	100,00
Eni Grand Maghreb BV	100,00
Eni Guibsen Exploration BV	100,00
Eni Indonesia 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 LNS Ltd	100,00
Eni Marketing Inc	100,00
Eni MEP Ltd	100,00
Eni MHH Ltd	100,00
Eni Middle East BV	100,00
Eni Middle East Ltd	100,00
Eni MOG Ltd	100,00
Eni Muara Bakau BV	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 Pakistan Ltd	100,00
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	100,00
Eni Papalang Ltd	100,00
Eni Petroleum Co Inc	100,00

Gas & Power

Eni Petroleum Exploration Co Inc	100,00
Eni Popodi Ltd	100,00
Eni Rapak Ltd	100,00
Eni Resources Ltd	100,00
Eni Russia BV	100,00
Eni Securities Ltd	100,00
Eni TNS Ltd	100,00
Eni Trading 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 Sanga Sanga Ltd	100,00
Nigerian Agip Exploration Ltd	100,00
Nigerian Agip Oil Co Ltd	100,00

ITALIA	
Acqua Campania SpA	49,05
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	99,69
Eni Gas & Power Deutschland SpA	100,00
EniPower SpA	100,00
EniPower Trading SpA	100,00
EniPower Trasmissione SpA	100,00
Fiorentina Gas Clienti SpA	100,00
Fiorentina Gas SpA	51,03
GNL Italia SpA	50,07
Italgas Hellas SpA	100,00
LNG Shipping SpA	100,00
Napoletana Gas Clienti SpA	99,69
Partecipazioni Industriali SpA	100,00
Snam Rete Gas SpA	50,07
Società EniPower Ferrara Srl	51,00
Società Italiana per il Gas pA	100,00

ESTERO	
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	51,00
Distribuidora de Gas Cuyana SA	45,60
Eni Gas & Power CH SA	100,00
Eni Gas & Power GmbH	100,00
Eni Gas & Power LNG Australia BV	100,00
Eni G&P Trading BV	100,00
Eni Gas Trading Europe BV	100,00
Gas Brasiliano Distribuidora SA	100,00
Greenstream BV	75,00
Inversora de Gas Cuyana SA	76,00
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	66,67
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	100,00
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	50,08
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,00

Refining & Marketing

ITALIA

AgipFuel SpA	100,00
AgipRete SpA	100,00
Big Bon Distribuzione SpA	100,00
Costiero Gas Livorno SpA	65,00
Ecofuel SpA	100,00
Eni Portugal Investment SpA	100,00
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	100,00
Petrolig Srl	70,00
Petroven Srl	68,00
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,00
Raffineria di Gela SpA	100,00

ESTERO

Agip Austria GmbH	100,00
Agip Benelux BV	100,00
Agip Ceská Republika Sro	100,00
Agip Deutschland GmbH	100,00
Agip Ecuador SA	100,00
Agip España SA	100,00
Agip Française SA	100,00
Agip Hungaria Részvénytársaság	99,41
Agip Lubricantes SA	100,00
Agip Lubricants (Pty) Ltd	100,00
Agip Pannónia Kereskedelmi Kft	99,41
Agip Portugal - Combustíveis SA	100,00
Agip Romania SA	99,97
Agip Schmiertechnik GmbH	100,00
Agip Slovenija doo	100,00
Agip Slovensko Spol Sro	100,00
Agip Suisse SA	100,00
American Agip Co Inc	100,00
Esain SA	100,00

Petrolchimica

Polimeri Europa SpA	100,00
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	100,00
Polimeri Europa Americas Inc	100,00
Polimeri Europa Benelux SA	100,00
Polimeri Europa Elastomères France SA	100,00
Polimeri Europa France SAS	100,00
Polimeri Europa GmbH	100,00
Polimeri Europa Ibérica SA	100,00
Polimeri Europa UK Ltd	100,00

Ingegneria e Costruzioni

COSTRUZIONI E PERFORAZIONI

Saipem SpA	43,26
ITALIA	
BOS Italia Srl	43,26
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	52,71
Energy Maintenance Services SpA	71,63
Intermare Sarda SpA	43,26
Saipem Energy International SpA	43,26
Saipem FPSO SpA	43,26
ESTERO	
BOSCONGO SA	43,25
BOS Investment Ltd	43,26
BOS - UIE Ltd	43,26
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	43,26
Camom SA	43,26
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	43,26
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	43,26
ER SAI Caspian Contractor Llc	21,63
ERS - Equipment Rental & Services BV	43,26
European Marine Contractors Ltd	43,26
European Marine Investments Ltd	43,26
European Maritime Commerce BV	43,26
Global Petroprojects Services AG	43,26
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	23,74
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	43,26
Katran-K Llc	43,26
Moss Arctic Offshore AS	43,26
Moss Maritime AS	43,26
Moss Maritime Inc	43,26
Moss Offshore AS	43,26
Nigerian Services & Supply Co Ltd	43,26
Petrex SA	43,26
Petromar Lda	30,28
PT Saipem Indonesia	43,26
PT Sofresid Engineering	43,26
Saibos Construções Maritimas Lda	43,26
Saibos Fze	43,26
Saibos SAS	43,26
Saigut SA De Cv	34,61
Saimexicana SA De Cv	43,26
Saipem America Inc	43,26
Saipem Asia Sdn Bhd	43,26
Saipem Contracting Algerie SpA	43,24
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	42,37
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	43,26
Saipem Holding France SAS	43,26
Saipem India Project Services Ltd	43,26
Saipem International BV	43,26
Saipem Luxembourg SA	43,26
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	17,56
Saipem Mediteran Usluge doo	43,26
Saipem (Nigeria) Ltd	38,68
Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas America do Sul Lda	43,26
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	43,26
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	43,26
Saipem SA	43,26
Saipem Services México SA De Cv	43,26
Saipem Services SA	43,26
Saipem Singapore Pte Ltd	43,26
Saipem UK Ltd	43,26
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	37,20
SAS Port de Tanger	43,26
Saudi Arabian Saipem Ltd	25,96
SB Construction and Maritime Services BV	43,26
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	43,16
Société de Construction d'Oleoducs Snc	43,16
Société Nouvelle Technigaz SA	43,25
Sofresid Engineering SA	43,26
Sofresid SA	43,26
Sonsub AS	43,26
Sonsub International Pty Ltd	43,26
Sonsub Ltd	43,26
Star Gulf Free Zone Co	43,26
TBE Ltd	30,27

Altre attività

INGEGNERIA

ITALIA

Snamprogetti SpA	100,00
Engineering & Management Services SpA	100,00
Snamprogetti Sud SpA	100,00

ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	100,00
Snamprogetti Canada Inc	100,00
Snamprogetti France Sàrl	100,00
Snamprogetti Ltd	99,99
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	99,00
Snamprogetti Management Services SA	99,99
Snamprogetti Netherlands BV	100,00
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	74,99
Snamprogetti USA Inc	99,99

ITALIA

Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,00
Eni Corporate University SpA	100,00
EniTecnologie SpA	100,00
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	100,00
Servizi Aerei SpA	100,00
Sieco SpA	100,00
Syndial SpA - Attività Diversificate	100,00
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	62,16

Corporate e società finanziarie

ITALIA

Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	100,00
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	99,61
Padana Assicurazioni SpA	99,71
Serfactoring SpA	48,81
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	99,61

ESTERO

Eni International BV	100,00
Eni Coordination Center SA	100,00
Eni International Bank Ltd	100,00

Imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2005

Lo schema delle partecipazioni rappresenta le imprese consolidate dell'Eni con il metodo del consolidamento integrale. 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 2005: € 4.005.358.876 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

I Paesi di attività

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, Ciad, Congo, Egitto, Guinea Bissau, Libia, Marocco, 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, Corea del Sud, Giappone, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova Guinea, Singapore, Taiwan, Thailandia, Vietnam

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

Profilo dell'anno

I risultati
L'utile netto conseguito nel 2005 di 8,8 miliardi di euro rappresenta il nuovo record. L'aumento di 1,7 miliardi di euro rispetto al 2004 (+24,5%) riflette l'ottima *performance* operativa (+4,4 miliardi di euro +35,7%) conseguita in tutte le aree di *business* e il favorevole andamento dello scenario. L'incidenza dell'utile operativo prodotto all'estero è aumentata dal 56 al 68%. Il *Total Shareholder Return* è del 35,3% (28,5% nel 2004)

Il dividendo
L'aumento dell'utile e della generazione di cassa, unitamente alla solida struttura patrimoniale, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 1,10 euro per azione (0,90 nel 2004, +22%), di cui 0,45 euro già distribuiti nell'ottobre 2005 a titolo di acconto, con un *pay-out* del 47%

La produzione di idrocarburi
La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di oltre 1,74 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), in crescita del 7%. La crescita si eleva al 9% escludendo l'effetto dei prezzi elevati sulla produzione di spettanza regolata dai *Production Share Agreement* (*PSA*) e dai contratti di *buy-back*. Nel primo bimestre 2006 la produzione ha superato il livello di 1,8 milioni di boe/giorno

Le riserve certe di idrocarburi
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,84 miliardi di boe (55% greggi e condensati) con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto che l'aumento del prezzo del barile
(Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* (478 milioni di boe). Escludendo questo effetto, il tasso di rimpiazzo delle riserve è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004)

Il piano di sviluppo del giacimento di petrolio Kashagan
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 parziale del gas) scoperto al mondo negli ultimi 30 anni. La realizzazione del progetto prosegue nel rispetto dei tempi annunciati, con il 40% dei lavori già completato; il *first oil* è previsto per fine 2008. La produzione di picco attesa è di oltre 1,2 milioni di barili/giorno

Il rafforzamento del portafoglio minerario
Nell'ambito della strategia di rafforzamento del portafoglio minerario, sono stati acquistati permessi esplorativi e concessioni di produzione localizzati in Paesi di presenza consolidata, quali Libia, Nigeria e Angola, e in nuovi Paesi a elevato potenziale, quali Alaska e India, per una superficie complessiva di circa 67 mila chilometri quadrati (44 mila in quota Eni)

Il programma di sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica
La produzione venduta di energia elettrica (22,8 terawattora) è aumentata del 64,4%. A fine 2005 la potenza installata è di 4,5 gigawatt che raggiungerà i 5,5 nel 2009, consentendo di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale provenienti dal portafoglio Eni

La crescita nel gas
Le vendite di gas naturale in Europa, incluse le vendite dirette *upstream*, sono state di 96 miliardi di metri cubi, in crescita dell'8% per effetto dell'incremento registrato in Italia e nel resto d'Europa. Le vendite di gas naturale liquido (GNL) hanno raggiunto i 7 miliardi di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al 2004

Integrazione di Saipem e Snamprogetti
L'integrazione di Saipem e Snamprogetti crea un *leader* mondiale nel settore ingegneria e costruzioni, confermando che queste attività sono *core business* per Eni

Principali dati economici e finanziari		Italian GAAP				IFRS	
		2001	2002	2003	2004	2004	**2005**
Ricavi	(milioni di euro)	49.272	47.922	51.487	58.382	57.545	**73.728**
Utile operativo	(milioni di euro)	10.313	8.502	9.517	12.463	12.399	**16.827**
Utile netto	(milioni di euro)	7.751	4.593	5.585	7.274	7.059	**8.788**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	(milioni di euro)	8.084	10.578	10.827	12.362	12.500	**14.936**
Investimenti tecnici	(milioni di euro)	6.606	8.048	8.802	7.503	7.499	**7.414**
Investimenti in partecipazioni	(milioni di euro)	4.664	1.366	4.255	316	316	**127**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	(milioni di euro)	29.189	28.351	28.318	32.466	35.540	**39.217**
Indebitamento finanziario netto	(milioni di euro)	10.104	11.141	13.543	10.228	10.443	**10.475**
Capitale Investito Netto	(milioni di euro)	39.293	39.492	41.861	42.694	45.983	**49.692**
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)	23,9	13,7	15,6	18,8	16,6	**19,5**
Leverage		0,35	0,39	0,48	0,31	0,29	**0,27**
Utile netto per azione [1]	(euro per azione)	1,98	1,20	1,48	1,93	1,87	**2,34**
Dividendo	(euro per azione)	0,750	0,750	0,750	0,90	0,90	**1,10**
Dividendi pagati [2]	(milioni di euro)	2.876	2.833	2.828	3.384	3.384	**4.096**
Pay-out	(%)	37	62	51	47	48	**47**
Redditività complessiva per l'azionista	(%)	6	13,1	4,3	28,5	28,5	**35,3**
Dividend yield [3]	(%)	5,6	5,2	5,1	4,9	4,9	**4,7**
Numero azioni in circolazione a fine periodo [4]	(milioni)	3.846,9	3.795,1	3.772,3	3.770,0	3.770,0	**3.727,3**
Capitalizzazione di borsa [5]	(miliardi di euro)	54,0	57,5	56,4	69,4	69,4	**87,3**

(1) Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio. L'effetto diluitivo è trascurabile.
(2) Per esercizio di competenza; l'importo 2005 è stimato.
(3) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.
(4) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.
(5) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

I dati economici e finanziari degli esercizi 2004 e 2005 sono tratti dai bilanci redatti secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (*IFRS*) e non sono perciò comparabili con quelli degli esercizi precedenti.
La natura delle principali rettifiche ai dati anteriori al 2004 per renderli conformi con gli *IFRS* riguardano: (i) il maggior valore di iscrizione delle attività materiali per effetto essenzialmente della revisione della vita utile dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione; (ii) l'iscrizione di maggiori imposte anticipate in applicazione del criterio del "recupero probabile" in luogo della "ragionevole certezza"; (iii) l'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti nonché di maggiori oneri finanziari; (iv) la valorizzazione delle rimanenze con il metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*; (v) lo storno di fondi per rischi e oneri in relazione all'assenza di un'obbligazione attuale e l'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione dei benefici a favore dei dipendenti; (vi) l'ammortamento sistematico dell'avviamento; (vii) l'esclusione dall'area di consolidamento delle società a controllo congiunto; (viii) la riclassifica delle componenti straordinarie nei risultati della gestione operativa o finanziaria.
L'analisi della natura delle principali rettifiche è indicata nel Bilancio consolidato "Effetti derivanti dall'applicazione degli *IFRS*".

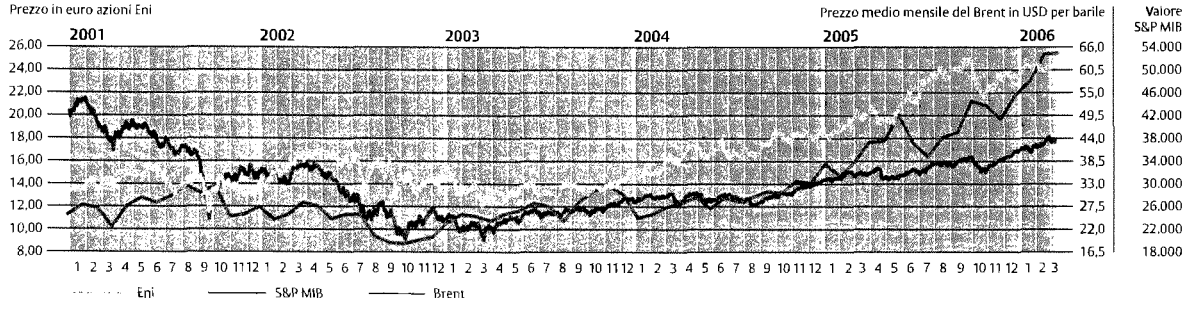
Informazioni previsionali
Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi 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		2001	2002	2003	2004	**2005**
Prezzo medio del greggio Brent *dated* [1]		24,46	24,98	28,84	38,22	**54,38**
Cambio medio EUR/USD [2]		0,896	0,946	1,131	1,244	**1,244**
Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*		27,30	26,41	25,50	30,72	**43,71**
Margini europei medi di raffinazione [3]		1,97	0,80	2,65	4,35	**5,78**
Margini europei medi di raffinazione in euro		2,20	0,85	2,34	3,50	**4,65**
Euribor - euro a tre mesi	(%)	4,3	3,3	2,3	2,1	**2,2**
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	3,7	1,8	1,2	1,6	**3,5**

(1) In USD per barile. Fonte: *Platt's Oilgram*.
(2) Fonte: BCE.
(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati *Platt's Oilgram*.

Principali dati operativi		2001	2002	2003	2004	2005
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.929	7.030	7.272	7.218	**6.837**
Vita utile residua riserve	(anni)	13,7	13,2	12,7	12,1	**10,8**
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.369	1.472	1.562	1.624	**1.737**
Gas & Power						
Vendite di gas naturale a terzi	(miliardi di metri cubi)	63,72	64,12	69,49	72,79	**77,08**
Autoconsumo di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2,00	2,02	1,90	3,70	**5,54**
		65,72	66,14	71,39	76,49	82,62
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni)	(miliardi di metri cubi)	1,38	2,40	6,94	7,32	**8,53**
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	67,10	68,54	78,33	83,81	91,15
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	11,41	19,11	24,63	28,26	**30,22**
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	4,99	5,00	5,55	13,85	**22,77**
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	37,78	35,55	33,52	35,75	**36,68**
Capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	504	504	504	**524**
Utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà	(%)	97	99	100	100	**100**
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	53,24	52,24	50,43	53,54	**51,63**
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	11.707	10.762	10.647	9.140	**6.282**
Erogato medio Italia (Rete Agip) + estero	(migliaia di litri/anno)	1.685	1.858	2.109	2.488	**2.479**
Petrolchimica						
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	9.609	7.116	6.907	7.118	**7.282**
Vendite	(migliaia di tonnellate)	6.113	5.493	5.266	5.187	**5.376**
Ingegneria e Costruzioni						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	3.716	7.852	5.876	5.784	**8.188**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	6.937	10.065	9.405	8.521	**9.964**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	72.405	80.655	75.421	70.348	**72.258**

Eni e S&P MIB - 2 gennaio 2001 - 10 marzo 2006



Consiglio di Amministrazione di Eni

Lettera agli Azionisti

Cari Azionisti,
nel 2005 Eni ha conseguito i migliori risultati finanziari e operativi della sua storia. Siamo la prima azienda italiana in termini di capitalizzazione e continuiamo a guadagnare posizioni in tutte le graduatorie internazionali.
Il bilancio consolidato di Eni dell'esercizio 2005 si chiude con un nuovo record in termini di utile netto, 8,8 miliardi di euro, 24,5% in più rispetto al 2004. L'utile operativo è stato di 16,8 miliardi di euro (+35,7%). L'aumento è dovuto alla combinazione di una forte crescita dei volumi e del continuo miglioramento delle *performance*.
I risultati hanno beneficiato del favorevole andamento dello scenario, caratterizzato da una forte crescita dei prezzi del greggio e dei margini di raffinazione. Tuttavia, siamo soddisfatti dell'eccellente *performance* operativa in tutte le aree di *business*.
In particolare, abbiamo conseguito una crescita del 7% della produzione di idrocarburi, uno dei tassi più elevati dell'industria. Questa crescita è stata ottenuta attraverso l'aumento della produzione nei campi esistenti e l'avvio produttivo di 15 nuovi giacimenti. Libia, Angola e Algeria hanno contribuito in larga parte all'incremento produttivo.
Abbiamo confermato la nostra *leadership* nel mercato europeo del gas naturale, incrementando le vendite dell'8% nel corso dell'anno.

I risultati record del 2005 ci consentono di proporre un dividendo di 1,1 euro per azione – di cui 0,45 euro per azione distribuiti a ottobre 2005 a titolo di acconto – in aumento del 22% rispetto al 2004, con un *payout* del 47%. Abbiamo raggiunto un *Total Shareholder Return* del 35,3% (28,5% nel 2004).

Risultati operativi

Nell'**EXPLORATION & PRODUCTION** abbiamo rafforzato la presenza in alcuni dei paesi con i più alti tassi di sviluppo del mondo, per conseguire una crescita *leader* nel settore.
La produzione giornaliera di idrocarburi è cresciuta al tasso del 7% fino a 1,74 milioni di barili. Escludendo l'effetto dei più elevati prezzi del petrolio sulla produzione di spettanza regolata da *Production Sharing Agreement* (*PSA*) e contratti di *buy-back*, il tasso di crescita è stato del 9%.
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,8 miliardi di boe (55% greggio e condensati), con una riduzione rispetto al 31 dicembre 2004 di 381 milioni di boe, riconducibile all'impatto negativo di 478 milioni di boe dovuto all'effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*.
Escludendo questo impatto, il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004).

Le vendite di gas naturale liquefatto (GNL) e di gas a impianti di liquefazione hanno raggiunto i 7 miliardi di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al 2004, confermando il nostro forte impegno nello sviluppo di questo *business*.
Abbiamo aumentato la nostra quota di partecipazione nel progetto Kashagan (Kazakhstan) dal 16,67 al 18,52%. Kashagan è il più grande giacimento per riserve recuperabili scoperto nel mondo negli ultimi 30 anni (circa 13 miliardi di barili con reiniezione parziale del gas). La realizzazione del progetto, di cui siamo operatori, prosegue nel rispetto dei tempi annunciati, con il 40% del lavoro già completato, ed è confermato il *target* del *first oil* per fine 2008.
Abbiamo rafforzato il nostro portafoglio esplorativo sia attraverso l'acquisizione di ulteriori *asset* in aree di presenza consolidata come Libia, Nigeria e Angola, sia con l'ingresso in nuovi paesi a elevato potenziale quali Alaska e India.

Nel **GAS & POWER**, stiamo ulteriormente rafforzando la nostra *leadership* sui mercati europei più attrattivi, facendo leva sul nostro posizionamento unico in termini di accesso al sistema di infrastrutture, disponibilità di gas sia *equity* sia contrattato e ampio portafoglio di clienti.
Le vendite complessive di gas naturale sono state di 96 miliardi di metri cubi, +8% rispetto al 2004. Questa crescita è stata trainata dallo sviluppo delle vendite internazionali e dai maggiori volumi venduti in Italia, in linea con la nostra strategia di crescita sui mercati più attrattivi:
- le vendite in Europa (36 miliardi di metri cubi) sono cresciute del 9% rispetto al 2004, grazie anche al *build-up* del progetto Greenstream;
- le vendite in Italia (58 miliardi di metri cubi) sono aumentate dell'8%, soprattutto per i maggiori consumi del settore elettrico;
- le vendite in Sud America sono rimaste stabili a 2 miliardi di metri cubi.

La produzione venduta di energia elettrica (22,8 TWh) è aumentata del 64% rispetto al 2004, a seguito dell'entrata in esercizio di due gruppi di potenza della centrale di Mantova e del primo gruppo della centrale di Brindisi, nonché della piena marcia commerciale delle centrali di Ravenna e Ferrera Erbognone.

Nel **REFINING & MARKETING** stiamo estraendo il massimo valore dai nostri *asset*, migliorando il sistema di raffinazione, incrementando l'integrazione con le attività *upstream* e rafforzando il posizionamento competitivo nel *marketing*.
Nel 2005 è stata completata la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione di Sannazzaro e conclusa la vendita della società di distribuzione IP; inoltre, abbiamo continuato a guardare con

attenzione ai vicini mercati europei per cogliere occasioni profittevoli di sviluppo.
Le vendite di prodotti petroliferi della rete di distribuzione a marchio Agip in Europa sono state di 16 miliardi di litri, di cui 11,3 in Italia.

Nell'**INGEGNERIA & COSTRUZIONI** Saipem ha acquisito importanti commesse in ambienti particolarmente impegnativi, tra cui Kashagan in Kazakhstan e Sakhalin in Russia, confermando il suo ruolo di *leader* mondiale nel mercato. Snamprogetti ha accresciuto in misura considerevole il suo portafoglio ordini, chiudendo il 2005 con buoni risultati economici.

La **PETROLCHIMICA** ha avuto un altro anno positivo: Polimeri Europa ha conseguito una buona *performance*, difendendo e migliorando la sua posizione sul mercato europeo.

La ***performance* operativa** conseguita nel 2005 è frutto anche dei criteri di selettività e di disciplina finanziaria che hanno guidato la scelta e la realizzazione dei progetti d'investimento tecnici. Nel 2005 abbiamo effettuato investimenti per 7,4 miliardi di euro (in linea con il 2004), concentrati nelle attività *oil & gas* (91%):
- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3,95 miliardi di euro), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Egitto e Italia, la ricerca esplorativa (656 milioni di euro), nonché l'acquisto di riserve certe, probabili e possibili (301 milioni di euro, di cui 161 milioni di euro per l'acquisizione dell'ulteriore quota dell'1,85% del Consorzio che sviluppa il giacimento di Kashagan);
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (825 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica (239 milioni di euro);
- il miglioramento del sistema di raffinazione e di logistica in Italia per aumentare la flessibilità e le rese in distillati medi e leggeri, in particolare per il completamento dell'impianto di gassificazione di Sannazzaro, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (656 milioni di euro).

Scenario dei mercati energetici

E&P

L'obiettivo di crescita delle produzioni di greggio e gas – ma soprattutto di rimpiazzo delle riserve – rappresenta la sfida più critica per l'industria petrolifera.
La diffusa preoccupazione per la sicurezza degli approvvigionamenti ha contribuito a spingere il prezzo del greggio al di sopra di quanto i fondamentali (domanda, offerta, scorte) potevano suggerire. A fronte di un utilizzo della capacità produttiva pressoché pieno a livello

mondiale, ogni riduzione nell'offerta di greggio o di prodotti si ripercuote in misura amplificata sulla struttura dei prezzi.

Se da un lato l'industria petrolifera dispone di ingenti flussi di cassa, dall'altro le nuove opportunità di investimento, che garantiscano la sostenibilità delle produzioni nel medio-lungo termine, sono caratterizzate da maggior impegno finanziario e complessità in termini tecnologici e ambientali.

L'inasprimento delle condizioni contrattuali e/o fiscali e l'aumento dei costi stanno penalizzando la redditività dei nuovi progetti *upstream*. Allo stesso tempo, la forte salita dei prezzi ha determinato l'aumento vertiginoso del valore delle riserve delle compagnie petrolifere, rendendo costosa anche una strategia di crescita attraverso acquisizioni.

Prevediamo che il prezzo del greggio Brent rimanga nell'intorno dei 50 dollari/barile per i prossimi due anni, dopo i quali assumiamo – per la valutazione dei programmi – che i prezzi scendano gradualmente verso un livello di circa 30 dollari/barile al 2010.

L'avanzamento tecnologico da un lato e l'aumento del prezzo del gas naturale dall'altro hanno reso il *business* del GNL la migliore soluzione per la valorizzazione delle riserve remote di gas naturale. Tuttavia, l'espansione del GNL è ostacolata dalla resistenza delle comunità locali nei confronti della costruzione dei terminali di rigassificazione, motivata da preoccupazioni per l'ambiente e per la sicurezza.

G&P

Sul fronte del gas naturale, i prezzi continueranno a mantenersi su livelli elevati, alimentati dagli elevati tassi di crescita della domanda nei principali mercati di consumo, Europa e Nord America. I limiti delle infrastrutture e il declino delle produzioni nei bacini tradizionali contribuiranno a sostenere i prezzi.

Nei prossimi anni il mercato europeo del gas vedrà aumentare la sua già elevata dipendenza dalle importazioni; entro il 2015 l'80% dei consumi sarà coperta da importazioni, rispetto al 37% attuale. Il deficit di gas emerso quest'inverno ha reso evidente che lo sviluppo di nuovi gasdotti o di terminali di rigassificazione è una esigenza prioritaria.

R&M

L'eccesso strutturale di capacità dei paesi occidentali si è progressivamente ridotto. Ciò, insieme alle più stringenti normative sulla qualità dei combustibili e alla domanda crescente di distillati medi, ha determinato momentanee strozzature nell'offerta. Gli operatori stanno investendo sugli impianti esistenti per migliorare la flessibilità e la capacità di conversione del sistema.

Quando questa nuova capacità entrerà sul mercato, secondo la nostra previsione, i margini scenderanno verso i livelli storici. In tale contesto non vediamo opportunità per investimenti in nuove raffinerie. Piuttosto, ci stiamo focalizzando sull'aumento della complessità nelle raffinerie esistenti.

Petrolchimica

Il *business* è caratterizzato da un eccesso di capacità strutturale, sia a livello mondiale sia a livello europeo; in particolare la petrolchimica europea soffre della concorrenza dei paesi mediorientali, che beneficiano del costo contenuto della materia prima e della dimensione rilevante degli impianti realizzati in aree a bassa sensibilità ambientale.

Strategie e obiettivi

Il Piano Strategico 2006-2009 è il più importante mai varato nella storia di Eni in termini di investimenti, volti a sostenere una forte crescita per linee interne anche oltre il 2009. Per noi le acquisizioni sono un'opzione e non una necessità.

Exploration & Production

La crescita organica è una strategia prioritaria. Faremo leva sulla nostra posizione di forza in alcuni dei paesi con i più alti tassi di sviluppo della produzione di idrocarburi – Nigeria, Angola, Algeria, Libia e Kazakhstan.

Abbiamo definito obiettivi ambiziosi:

- crescita produttiva al tasso medio/annuo del 4% prevalentemente per linee interne, superando i 2 milioni di boe/giorno al 2009 (assumendo un prezzo del greggio Brent di 32 dollari/barile);
- rimpiazzo delle riserve superiore al 100%;
- estensione e rinnovo del portafoglio dei titoli minerari, con il rafforzamento della presenza nelle aree *core* (es. Libia, Nigeria) e l'ingresso in nuove aree;
- miglioramento dell'efficienza operativa con l'obiettivo di contenere l'aumento dei costi unitari.

In una prospettiva di più lungo termine, programmiamo un'ulteriore crescita derivante sia dalle attività in portafoglio sia da nuove opportunità. La crescita della produzione dal 2009 al 2012 sarà del 3% in media all'anno.

La crescita sarà raggiunta attraverso lo sviluppo di giacimenti con una lunga vita produttiva quali quelli in Africa Occidentale e in Kazakhstan, progetti GNL in Africa Settentrionale e Occidentale, esplorazione in aree quali l'Africa Settentrionale e il Mare di Barents, nuove opportunità inerenti lo sviluppo di vaste riserve di gas, greggio e idrocarburi non convenzionali.

Nel GNL intendiamo accelerare il processo di crescita, con l'obiettivo di posizionarci tra i primi operatori al mondo, puntando sulle aree di produzione con più elevate potenzialità e costo minerario contenuto. In tal modo, valorizzeremo le nostre disponibilità di *gas equity* (principalmente in Nigeria, Egitto, Australia e Indonesia), rifornendo i mercati dell'Europa e degli Stati Uniti.

Complessivamente le vendite di GNL saranno di 13 miliardi di metri cubi nel 2009 con un tasso di crescita medio annuo del 16% rispetto al 2005.

Negli anni successivi al 2009 continueremo a crescere a un tasso superiore alla media attraverso il pieno sviluppo dei progetti in portafoglio, raggiungendo più di 20 miliardi di metri cubi di vendite al 2012.

Gas & Power

La nostra strategia nel settore Gas & Power è quella di rafforzare la *leadership* sul mercato europeo in termini di vendite, massimizzando il valore del nostro portafoglio di *gas equity* in Italia, Libia, Egitto, Mare del Nord, nonché dei contratti di fornitura di lungo termine con i maggiori produttori – Gazprom, Sonatrach, Gasunie e Statoil.

Aumenteremo la nostra quota di mercato in Europa, dove la domanda complessiva crescerà più del 12% nei prossimi quattro anni.

La nostra espansione in Europa è iniziata praticamente da zero nel 2000; nell'anno 2005 abbiamo raggiunto un volume di vendite di oltre 35 miliardi di metri cubi.

Siamo ben posizionati in Spagna, Germania, Turchia, Regno Unito e Portogallo, dove abbiamo recentemente definito un accordo strategico che ci consentirà di gestire Galp come un'impresa privata insieme al nostro *partner* portoghese.

Puntiamo a aumentare le vendite internazionali di gas nel resto d'Europa con un tasso medio annuo dell'8%, fino a raggiungere nel 2009 volumi di vendita pari a 50 miliardi di metri cubi (più di 100 miliardi includendo le vendite in Italia). Al 2012 programmiamo di vendere oltre 110 miliardi di metri cubi.

In Italia ci proponiamo di mantenere volumi e margini, facendo leva sulla competitività dell'offerta commerciale. Nella distribuzione del gas naturale amplieremo il

portafoglio di concessioni, privilegiando le aree prossime a grandi centri cittadini e aggregati urbani.
Stiamo sviluppando le infrastrutture per l'importazione del gas in Italia, attraverso una rete di trasporto estesa e integrata, con molteplici punti di ingresso e capacità di stoccaggio. Complessivamente renderemo disponibile una capacità di importazione addizionale di 25 miliardi di metri cubi al 2009. In particolare stiamo:

- potenziando i gasdotti TAG dalla Russia e TTPC dall'Algeria e completando il Greenstream dalla Libia;
- valutando l'opportunità di costruire un terminale di rigassificazione in Italia;
- adeguando la rete di trasporto nazionale;
- incrementando la capacità di stoccaggio, principalmente attraverso lo sviluppo del campo di Bordolano.

Nei prossimi quattro anni i nostri investimenti in infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas in Italia ammonteranno a circa 6 miliardi di euro.
In questo contesto è opportuno menzionare la crisi del gas che ha colpito il Paese nell'inverno 2005-2006. La mancanza di gas è stata principalmente dovuta a condizioni climatiche particolarmente rigide, a un crescente utilizzo del gas per la generazione elettrica e a una riduzione delle importazioni dalla Russia conseguente alla disputa con l'Ucraina. Questi fattori – fuori del nostro controllo – non erano prevedibili. L'aumento della capacità d'importazione che abbiamo programmato consentirà al sistema di fronteggiare situazioni inattese. Nel più breve termine auspichiamo un'evoluzione del contesto normativo europeo per aumentare la flessibilità del sistema.
EniPower – la nostra società di generazione elettrica costituita per rispettare i tetti imposti dal regolatore sul mercato gas Italia – sta completando la realizzazione di centrali efficienti e redditizie.
Per il *business* Gas & Power ci poniamo, infine, l'obiettivo di una generazione di cassa al 2009 pari a quella del 2005, nonostante il deconsolidamento di Snam Rete Gas da realizzarsi entro la fine del 2008. La crescita delle attività internazionali e il completamento dello sviluppo delle centrali elettriche contribuiranno sostanzialmente a questo obiettivo.

Refining & Marketing
Nel Refining & Marketing abbiamo una posizione *leader* in Italia e la nostra strategia è di massimizzare la redditività delle attività esistenti.
Stiamo rafforzando il sistema di raffinazione per incrementare la flessibilità di lavorazione dei greggi e ottenere una maggiore resa in distillati medi. Ciò aumenterà il nostro indice complessivo di conversione fino a quasi il 60% nel 2009.
Miriamo a rafforzare l'integrazione verticale con il nostro *business upstream*, aumentando le lavorazioni di greggio *equity* presso le nostre raffinerie. Ciò contribuirà a incrementare le lavorazioni in Europa fino a 42 milioni di tonnellate all'anno nel 2009.
Nella distribuzione manterremo la nostra *leadership* in Italia, aumentando in modo selettivo la nostra presenza nelle regioni europee limitrofe. Miglioreremo la qualità dell'offerta attraverso il rafforzamento dei *premium product* e con iniziative innovative nel *non oil*.

Ingegneria & Costruzioni
Le attività di Ingegneria & Costruzioni costituiscono un elemento distintivo per Eni.
Saipem e Snamprogetti svolgono un ruolo fondamentale per l'innovazione e la realizzazione di progetti di scala mondiale. Attraverso queste società Eni ha accesso a competenze di *project* e *risk management*, capacità realizzative, tecnologie chiave e rapporti consolidati con i paesi produttori. Questi elementi sono determinanti per trainare il processo di crescita ed espansione nei *business oil & gas*.
L'integrazione di Saipem e Snamprogetti, recentemente annunciata, crea un *leader* mondiale nel settore ingegneria e costruzioni, confermando che queste attività sono *core business* per Eni.

Petrolchimica
Consolideremo la struttura industriale al fine di raggiungere un risultato operativo positivo anche nelle situazioni di scenario sfavorevole.
Investiremo nel miglioramento della *performance* industriale e dell'affidabilità degli impianti nelle aree d'eccellenza (stirenici ed elastomeri), nonché negli impianti di *cracking* più competitivi.

Ricerca scientifica e tecnologica

A sostegno del processo di crescita, stiamo effettuando investimenti in ricerca tra i più significativi nel settore con l'obiettivo di assicurare la disponibilità di tecnologie innovative necessarie ad acquisire e proteggere nel tempo i vantaggi competitivi e promuovere uno sviluppo energetico sostenibile. L'innovazione tecnologica è trasferita su scala industriale in importanti progetti strategici.

A tal fine stiamo riorganizzando e rilanciando la ricerca Eni, attribuendo alla Corporate i progetti a lungo termine e quelli d'interesse trasversale, nonché l'identificazione e l'acquisizione di tecnologie innovative sviluppate all'esterno, e alle Divisioni/Società la ricerca con finalità operative a sostegno dei *business*.

Proseguiremo i programmi di ricerca in corso su carburanti puliti, gestione zolfo e acido solfidrico e gestione gas a effetto serra, nonché dei progetti di sviluppo avviati quali l'*upgrading* di greggi pesanti (*EST - Eni Slurry Technology*), il trasporto del gas ad alta pressione (TAP) e il *Gas to Liquids* (*GTL*).

Ci impegneremo nella valutazione dei temi ad alto impatto potenziale sul *core business*, tra questi l'autotrazione ibrida, l'impiego del gas nella generazione distribuita, l'evoluzione del mercato dei biocarburanti, le celle a combustibile e l'idrogeno.

Impiego della cassa

La nostra priorità nell'impiego della cassa generata nelle attività operative è investire in progetti ad alta redditività per sostenere la crescita nel lungo termine del *core business*.

Nei prossimi quattro anni programmiamo investimenti per 35,2 miliardi di euro. Circa due terzi degli investimenti saranno effettuati nelle attività di esplorazione e produzione.

Le scelte d'investimento saranno basate su rigorosi criteri industriali e finanziari, assumendo un prezzo di lungo termine del greggio Brent di 30 dollari/barile.

Garantiremo un'elevata redditività agli azionisti attraverso un importante flusso sostenibile di dividendi e continueremo nel nostro programma di riacquisto di azioni proprie.

Intendiamo inoltre mantenere una solida struttura finanziaria e l'attuale *rating* di credito.

Risorse umane e organizzazione

Nell'ambito delle risorse umane stiamo rivedendo l'organizzazione per rendere più snelli i processi di *business* e le strutture organizzative.

Inoltre, stiamo rafforzando il ruolo delle funzioni centrali per rendere più efficaci le attività di indirizzo e controllo.

Il programma di assunzioni sarà diretto a risorse qualificate per sostenere il processo di sviluppo di Eni.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Al centro delle nostre strategie c'è un forte impegno per lo sviluppo sostenibile, che coinvolge vari aspetti della nostra attività, dalla valorizzazione del personale, all'attenzione per l'ambiente, lo sviluppo delle comunità e l'innovazione tecnologica. Questo è prioritario per tutte le imprese, ma ancor di più per una grande società internazionale che opera in un settore in cui la corretta gestione delle tematiche sociali e ambientali è un fattore chiave di successo.

Il modello di *business* Eni è orientato a svolgere la nostra missione attraverso modalità che riducano l'impatto ambientale e contribuiscano a scongiurare i rischi del cambiamento climatico determinato dall'emissione di gas serra.

I nostri programmi di sviluppo del gas naturale, combustibile a bassa intensità di carbonio, il potenziamento delle già importanti infrastrutture di trasporto e lo sviluppo dell'integrazione gas-elettricità contribuiranno alla riduzione dell'impatto ambientale.

L'impegno per contrastare i rischi relativi al cambiamento climatico, e in particolare all'emissione di gas serra, si concretizza anche attraverso l'utilizzo degli strumenti previsti nel Protocollo di Kyoto e nelle relative convenzioni e direttive.

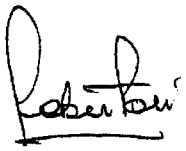
Stiamo sviluppando un progetto di razionalizzazione del sistema di gestione integrata della sostenibilità. Un primo risultato sarà la redazione e la presentazione all'assemblea degli Azionisti di un *paper* sulle attività di Eni per lo sviluppo sostenibile, che si aggiunge alla pubblicazione del rapporto HSE, per poi arrivare ad una rendicontazione completa attraverso il Bilancio di Sostenibilità già dal prossimo anno.

Vogliamo ringraziare gli uomini e le donne Eni che hanno reso possibile con il loro entusiasmo e competenza il raggiungimento degli obiettivi di crescita e di una *performance* economica record.

Per continuare con successo il cammino di crescita saranno indispensabili sia le conoscenze e le esperienze sin qui maturate, sia un rinnovato impegno ad affrontare le sfide future con quello spirito di frontiera che da sempre contraddistingue il codice genetico di Eni.

30 marzo 2006

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]

Presidente
Roberto Poli [2]

Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni [3]

Amministratori
Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production
Stefano Cao [4]

Divisione Gas & Power
Luciano Sgubini [5]

Divisione Refining & Marketing
Angelo Taraborelli [6]

COLLEGIO SINDACALE [7]

Presidente
Paolo Andrea Colombo

Sindaci effettivi
Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta, Giorgio Silva

Sindaci supplenti
Francesco Bilotti, Massimo Gentile

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI SpA
Luigi Schiavello [8]

Sostituto
Angelo Antonio Parente [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

La composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petrolifero Internazionale sono illustrate nel capitolo "Corporate Governance" della Relazione sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. La composizione del Consiglio di Amministrazione fino al 27 maggio 2005 era la seguente: Roberto Poli, Presidente, Vittorio Mincato, Amministratore Delegato, Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca, amministratori
(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005
(3) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005
(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001. Il 14 dicembre 2005, in sostituzione di Luciano Sgubini che ha lasciato la Società per raggiunti limiti di età, il Consiglio ha nominato Domenico Dispenza Direttore Generale della Divisione Gas & Power a far data dal 1° gennaio 2006
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 aprile 2004
(7) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. La composizione del Collegio Sindacale fino al 27 maggio 2005 era la seguente: Andrea Monorchio, Presidente, Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo, Riccardo Perotta, sindaci effettivi, Fernando Carpentieri, Giorgio Silva, sindaci supplenti
(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 28 maggio 2004 per il triennio 2004-2006

Exploration & Production

	(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi (1)		15.346	22.477
Utile operativo		8.185	12.574
Utile operativo a valori correnti		8.185	12.574
Utile operativo *adjusted*		8.202	12.883
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative esplorative		499	656
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari			301
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali		4.354	4.007
Dipendenti a fine periodo	(numero)	7.477	7.491

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Nel 2005 la produzione di idrocarburi è stata di oltre 1,7 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita del 7%. La crescita si eleva al 9% escludendo l'effetto prezzo nei *Production Share Agreement* (*PSA*) e nei contratti di *buy-back*[1]. Nel primo bimestre 2006 la produzione ha superato il livello di 1,8 milioni di boe/giorno

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,84 miliardi di boe con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto che l'aumento del prezzo del barile (Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* (478 milioni di boe). Escludendo questo effetto, il tasso di rimpiazzo delle riserve è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni

› Nell'ambito della strategia di espansione in aree a elevato potenziale minerario, è stata acquistata la titolarità di permessi esplorativi e di concessioni di produzione localizzati in Libia, India, Alaska, Brasile, Nigeria, Australia,

(1) Per la definizione di *PSA* e di contratti di *buy-back* v. "Glossario".

Pakistan e Golfo del Messico per una superficie complessiva di circa 67 mila chilometri quadrati (44 mila in quota Eni, di cui il 93% in qualità di operatore)

› Nel maggio 2005 è stato definito il nuovo assetto del consorzio titolare del *PSA* North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento Kashagan nell'*offshore* kazako del Mar Caspio che ha determinato l'aumento dal 16,67 al 18,52% della quota di partecipazione di Eni nel progetto di cui è operatore unico. Il piano di sviluppo del giacimento, articolato in più fasi, ha l'obiettivo di mettere in produzione a partire dal 2008 riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con investimenti di 29 miliardi di dollari (5,4 miliardi in quota Eni); la produzione di picco attesa è di 1,2 milioni di barili/giorno. Al 31 dicembre 2005 il valore dei contratti assegnati per la realizzazione delle tranche 1 e 2 della prima fase del progetto ammonta a 8,8 miliardi di dollari

› Nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%), in agosto è stato avviato il giacimento *offshore* Bahr Essalam a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento *onshore* di Wafa. Il picco produttivo dei due giacimenti di 256 mila boe/giorno (128 mila in quota Eni) è atteso nel 2006. A regime, nel 2007, i volumi prodotti e trasportati in Italia attraverso il Greenstream saranno di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (4 miliardi in quota Eni), già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine

› In Angola la produzione di petrolio è aumentata di oltre il 50%, anche per effetto di importanti avvii: la fase B di sviluppo dei giacimenti scoperti nell'area *offshore* di Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) e i giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%)

Riserve certe di idrocarburi

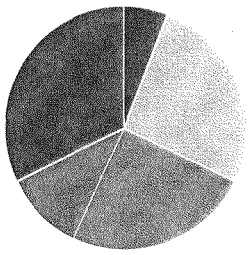
Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate a situazioni future.

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 previste dalla *Regulation S-X rule 4-10* della *Security and Exchange Commission* (*SEC*) e, su temi specifici non oggetto di normativa, le prassi consolidate promosse da istituzioni di riferimento qualificate. I Criteri 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 che regolamentano situazioni per le quali le norme *SEC* sono meno specifiche sono stati interpretati in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[2] delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2005 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,64 miliardi di boe, pari a circa il 24% delle riserve al 31 dicembre 2005. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2003-2005 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'84% del totale delle riserve certe.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica a fine periodo

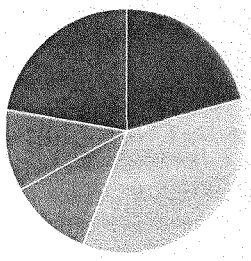
3.773 milioni di barili



- 6% Italia
- 26% Africa Settentrionale
- 25% Africa Occidentale
- 11% Mare del Nord
- 32% Resto del mondo

Riserve certe di gas naturale per area geografica a fine periodo

3.064 milioni di boe



- 21% Italia
- 35% Africa Settentrionale
- 11% Africa Occidentale
- 11% Mare del Nord
- 22% Resto del mondo

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota n. 35 al bilancio consolidato - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6.837 milioni di boe (petrolio e condensati 3.773 milioni di barili; gas naturale 3.064 milioni di boe) con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto di 478 milioni di boe che l'aumento del prezzo del barile (Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*) e nei contratti di *buy-back*. Escludendo questo impatto e considerando anche le operazioni di portafoglio, il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è del 115%. Se si tiene conto dell'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo è del 40%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004).

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:		(milioni di boe)
Riserve certe al 31 dicembre 2004		7.218
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	625	
Produzione	(634)	(9)
		7.209
Operazioni di portafoglio		106
Effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*		(478)
Riserve certe al 31 dicembre 2005		**6.837**

Le promozioni a riserve certe (625 milioni di boe), al netto dell'effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* di 478 milioni di boe, sono state di 147 milioni di boe e sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (156 milioni di boe), in particolare in Nigeria, Norvegia, Kazakhstan e Algeria; (ii) miglioramenti di recupero assistito (89 milioni di boe), in particolare in Algeria, Angola e Kazakhstan. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti da revisioni negative di precedenti stime riferite essenzialmente all'effetto prezzo, in particolare in Kazakhstan, Angola e Libia, solo parzialmente compensate da revisioni positive registrate in Algeria, Norvegia e Congo con un effetto netto di -98 milioni di boe. Le operazioni di portafoglio hanno riguardato l'acquisto di riserve certe di 106 milioni boe in Kazakhstan, Australia, Italia e Angola.

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2005 sono 4.306 milioni di boe (petrolio e condensati 2.350 milioni di barili; gas naturale 1.956 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (60% al 31 dicembre 2004).

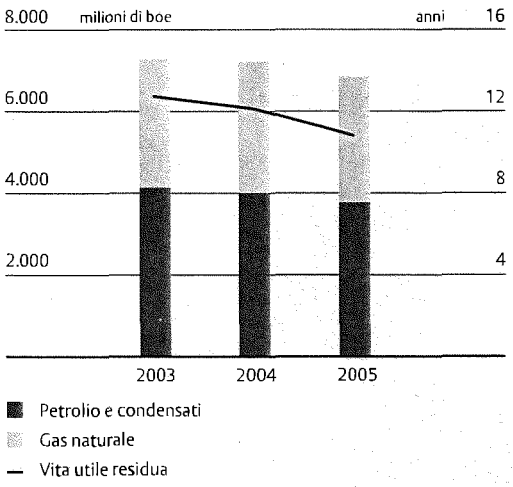
Le riserve certe di idrocarburi destinate alla vendita attraverso contratti di fornitura di lungo termine a Enti di Stato di Paesi esteri in titoli minerari nei quali Eni è operatore sono circa 11% del totale delle riserve certe al 31 dicembre 2005 (10% al 31 dicembre 2004).

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Il portafoglio minerario di Eni al 31 dicembre 2005 è costituito da 1.041[3] titoli per l'esplorazione e lo sviluppo (in esclusiva o in compartecipazione), localizzati in 34 paesi dei cinque continenti con una superficie complessiva in quota Eni di 266.000[4] chilometri quadrati (234.180 al 31 dicembre 2004), di cui 55.098 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.997 al 31 dicembre 2004). All'estero la superficie complessiva è aumentata di 41.403 chilometri quadrati per effetto essenzialmente dell'assegnazione in esito a procedure internazionali di gara di titoli minerari in Libia, Egitto, India, Pakistan, Angola, Algeria, Stati Uniti e Irlanda e dell'acquisto di titoli minerari in Nigeria, Alaska e Australia. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dai rilasci, in particolare in Italia, Brasile, Congo, Marocco e Tunisia, e dalle vendite di *asset* nel Mare del Nord britannico. In Italia la superficie complessiva è diminuita di 9.582 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2005 sono stati ultimati 52 nuovi pozzi esplorativi (21,8 in quota Eni), a fronte dei 66 (29,5 in quota Eni) del 2004. Il coefficiente di successo per l'intero portafoglio pozzi è stato del 39,3% (47,4% in quota Eni) a fronte del 52,1% (57,3% in quota Eni) del 2004.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Produzione

Nel 2005 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.737 mila barili di petrolio equivalente (boe) con un aumento di 113 mila boe rispetto al 2004, pari al 7%; l'aumento si eleva al 9% se si esclude l'effetto prezzo nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*. La crescita produttiva è stata realizzata in particolare in Libia, Angola, Iran, Algeria, Egitto e Kazakhstan. Questi

(3) Di cui 5 titoli esplorativi posseduti tramite società in *joint venture*.
(4) Di cui 27.422 chilometri quadrati attraverso società in joint venture.

Riserve certe di idrocarburi [1][2] (milioni di boe)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Italia	**996**	**890**	**868**	(22)	(2)
petrolio e condensati	252	225	**228**	3	1
gas naturale	744	665	**640**	(25)	(4)
Africa Settentrionale	2.024	2.117	**2.047**	(70)	(3)
petrolio e condensati	1.080	993	**979**	(14)	(1)
gas naturale	944	1.124	**1.068**	(56)	(5)
Africa Occidentale	1.324	1.357	**1.285**	(72)	(5)
petrolio e condensati	1.038	1.056	**942**	(114)	(11)
gas naturale	286	301	**343**	42	14
Mare del Nord	912	807	**758**	(49)	(6)
petrolio e condensati	529	450	**433**	(17)	(4)
gas naturale	383	357	**325**	(32)	(9)
Resto del mondo	2.016	2.047	**1.879**	(168)	(8)
petrolio e condensati	1.239	1.284	**1.191**	(93)	(7)
gas naturale	777	763	**688**	(75)	(10)
Totale	7.272	7.218	**6.837**	(381)	(5)
petrolio e condensati	4.138	4.008	**3.773**	(235)	(6)
gas naturale	3.134	3.210	**3.064**	(146)	(5)

(1) Dal 1° gennaio 2004, al fine di uniformarsi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere internazionali, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato unificato in 1 mc = 0,00615 barili di petrolio. La modifica non ha influenzato i volumi delle riserve al 31 dicembre 2003 espressi in boe.
(2) Include la quota Eni delle riserve di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto (41 milioni di boe nel 2005).

aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla minore attribuzione di produzione (-32 mila boe/giorno) nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (ii) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia (gas naturale) e Regno Unito; (iii) dall'impatto delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 (-16 mila boe/giorno) e degli uragani nel Golfo del Messico (-10 mila boe/giorno). La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'85% (83,3% nel 2004).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.111 mila barili) è aumentata di 77 mila barili rispetto al 2004, pari al 7,4%, a seguito degli incrementi produttivi registrati in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Hungo e Chocalho, nell'ambito della fase A del progetto di sviluppo Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%), e dell'avvio dei giacimenti Kissanje e Dikanza nell'ambito della fase B dello stesso progetto, nonché dell'avvio dei giacimenti North Sanha-Bomboco situati nell'area B del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Libia, per effetto

Produzione giornaliera di idrocarburi [1][2] (migliaia di boe/giorno)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Italia	**300**	**271**	**261**	**(10)**	(3,7)
petrolio e condensati	84	80	**86**	6	7,5
gas naturale	216	191	**175**	(16)	(8,4)
Africa Settentrionale	**351**	**380**	**480**	**100**	**26,3**
petrolio e condensati	250	261	**308**	47	18,0
gas naturale	101	119	**172**	53	44,5
Africa Occidentale	**260**	**316**	**343**	**27**	8,5
petrolio e condensati	236	285	**310**	25	8,8
gas naturale	24	31	**33**	2	6,5
Mare del Nord	**345**	**308**	**283**	**(25)**	(8,1)
petrolio e condensati	235	203	**179**	(24)	(11,8)
gas naturale	110	105	**104**	(1)	(1,0)
Resto del mondo	**306**	**349**	**370**	**21**	**6,0**
petrolio e condensati	176	205	**228**	23	11,2
gas naturale	130	144	**142**	(2)	(1,4)
Totale	1.562	**1.624**	1.737	**113**	**7,0**
petrolio e condensati	981	1.034	**1.111**	77	7,4
gas naturale	581	590	**626**	36	6,1

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (44, 38 e 26 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2005, nel 2004 e nel 2003).
(2) Include la quota Eni della produzione di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

dell'entrata a regime del giacimento *onshore* Wafa e dell'avvio del giacimento *offshore* Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); (iii) Iran, per effetto dell'entrata a regime del giacimento South Pars fasi 4-5 (Eni operatore con il 60%) e della crescita produttiva dei giacimenti Dorood (Eni 45%) e Darquain (Eni operatore con il 60%); (iv) Algeria, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%); (v) Kazakhstan, nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) per effetto della crescita delle esportazioni attraverso l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium che si collega con il terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero; (vi) Italia, per effetto dell'aumento di produzione in Val d'Agri dovuto all'entrata a regime del quarto treno di trattamento del centro olio. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare nel Regno Unito, e dall'impatto delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004.

La produzione giornaliera di gas naturale (626 mila boe) è aumentata di 36 mila boe rispetto al 2004, pari al 6,1%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in Libia, in relazione all'entrata a regime del giacimento Wafa e dell'avvio di Bahr Essalam (Eni 50%), Egitto, per l'avvio del giacimento Barboni e della piattaforma Temsah 4 nell'*offshore* del Delta del Nilo, Kazakhstan e Pakistan. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, e dagli impatti delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 e degli uragani nel Golfo del Messico.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 614,9 milioni di boe con un aumento di 37 milioni di boe, pari al 6,4%. La differenza rispetto alla produzione di 19,3 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (16,2 milioni di boe).

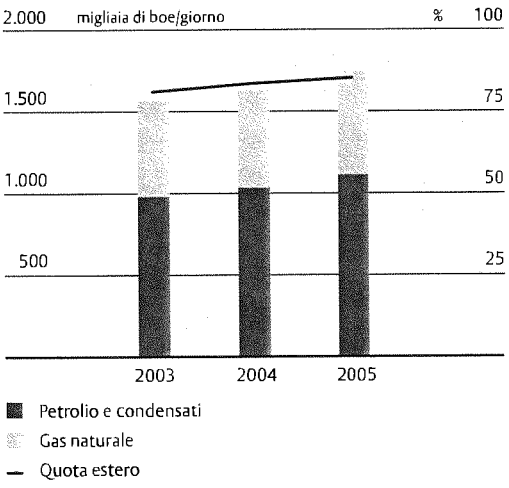
La produzione venduta di petrolio e condensati (402,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 68% al settore Refining & Marketing (70% nel 2004). La produzione venduta di gas naturale (34,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 44% al settore Gas & Power (40% nel 2004).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

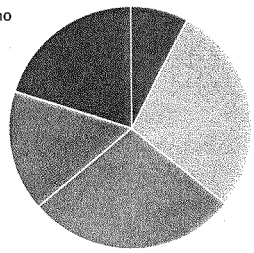
Algeria l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nei permessi P 404 area C (Eni 25%), nelle vicinanze del giacimento HBNE, con il pozzo SFSW-3 *appraisal* della scoperta Sif Fatima e P 403 c/e (Eni 33,33%) con il pozzo di *appraisal* ZNNW-1. Per entrambi è stata confermata la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 3 mila metri.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



Produzione di petrolio e condensati per area geografica

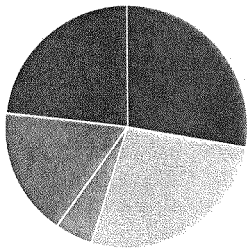
1.111 migliaia di barili/giorno



8% Italia
28% Africa Settentrionale
28% Africa Occidentale
16% Mare del Nord
20% Resto del mondo

Produzione di gas naturale per area geografica

626 migliaia di boe/giorno



28% Italia
27% Africa Settentrionale
5% Africa Occidentale
17% Mare del Nord
23% Resto del mondo

Nel Blocco P 403a/d (Eni 50%) sono stati perforati alla profondità di circa 3.400 metri il pozzo di scoperta NFW ROM-6 e il pozzo di *appraisal* ROM Nord-1. Il secondo pozzo ha confermato l'estensione dei nuovi livelli mineralizzati a petrolio del giacimento ROM. Il progetto di sviluppo ROM *Integrated* prevede la messa in produzione dei nuovi livelli anche attraverso l'iniezione del gas prodotto nel vicino giacimento BRN riducendo di quasi il 90% i volumi di gas del Blocco bruciati in atmosfera. Il picco produttivo del campo di ROM di 31 mila barili/giorno (16 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Sono in sviluppo i giacimenti EKT, EMK, EMN e EME nel Blocco 208 (Eni 12,25%). Il progetto, con avvio atteso nel 2008, prevede la perforazione di 142 pozzi e la realizzazione di una *Central Production Facility* per la produzione di petrolio stabilizzato, condensati e NGL. Il picco produttivo di 155 mila barili/giorno (13 mila in quota Eni) è atteso nel 2010.

Egitto l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle concessioni: (i) Ashrafi (Eni 50%) nel golfo di Suez con la perforazione del pozzo NFW Ashrafi 1X che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi a una profondità compresa tra 1.600 e 1.700 metri; (ii) Belayim Land (Eni 50%) con la perforazione del pozzo NFW BLSW-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3 mila metri; (iii) Belayim Marine (Eni 50%) nel golfo di Suez con la perforazione del pozzo *outpost* BMNW-4 che ha permesso di rilevare la presenza di livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3 mila metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; (iv) North Port Said (Eni operatore con il 50%) con la perforazione del pozzo PFM-D-1 che ha rinvenuto la presenza di gas e di condensati alla profondità di circa 5 mila metri. Il pozzo è la prima scoperta nel nuovo tema esplorativo in formazioni oligoceniche e dà il via a una nuova fase di ricerca nei temi profondi con potenziali minerari elevatissimi.

Sono in corso attività di sviluppo nelle concessioni situate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) North Port Said (Eni 50%), dove è entrato in produzione a maggio il giacimento a gas Barboni con un livello iniziale di circa un milione di metri cubi/giorno e proseguono i lavori di ampliamento del terminale di el Gamil che nel 2005 ha visto aumentare la produzione di gas in quota Eni da 11 a 13 milioni di metri cubi/giorno; (ii) el Temsah (Eni operatore con il 25%) dove in agosto è stata avviata la produzione di gas e condensati dalla piattaforma Temsah 4. Nel secondo trimestre 2006 sarà avviata la produzione di gas e condensati dalla piattaforma Temsah NW. Il picco di produzione di 139 mila boe giorno (41 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

Libia nell'ottobre 2005, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa di quattro Blocchi *onshore* della superficie complessiva di 18.221 chilometri quadrati. I Blocchi sono localizzati nel bacino del Murzuk (161/1, 161/2&4, 176/3) e nell'area di Kufra (186/1, 2, 3 & 4).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco *offshore* NC-41 (Eni operatore con il 50%) con la perforazione del pozzo NFW T1-NC41 che ha rinvenuto una mineralizzazione a gas e olio alla profondità di 2.770 metri erogando in fase di test 4.600 barili/giorno di petrolio e 370.000 metri cubi/giorno di gas.

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%), è stato avviato, a meno di un anno dallo *start-up* della sezione *onshore* di Wafa, il giacimento Bahr Essalam situato nel permesso NC-41 nell'*offshore* mediterraneo. Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso la piattaforma Sabratha alla quale saranno collegati 38 pozzi produttori, di cui 26 già perforati. La produzione di liquidi e gas è trasferita mediante due condotte sottomarine all'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica; da qui il gas è esportato in Italia attraverso il gasdotto sottomarino Greenstream. Il picco produttivo dei due giacimenti di 256 mila boe/giorno (128 mila boe in quota Eni) è atteso nel 2006. I volumi di gas esportati in Italia raggiungeranno a regime, nel 2007, 8 miliardi di metri cubi/anno (4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine. Ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno saranno destinati al mercato libico.

Nel permesso NC-174 (quota Eni 23,33%), a circa 800 chilometri a Sud di Tripoli, prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Elephant. Nell'ottobre 2005 è entrato in esercizio il nuovo oleodotto della lunghezza di 725 chilometri che collega il giacimento al terminale di Mellitah. I lavori per l'*upgrading* del terminale di Mellitah saranno completati entro il primo semestre 2006. Il picco produttivo del giacimento di 150 mila barili/giorno (35 mila in quota Eni) è atteso nella seconda metà del 2006.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%), con il pozzo NFW 70-5X che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi alla profondità di 2.335 metri erogando in fase di test 2 mila barili/giorno di petrolio, oltre a gas naturale; (ii) nel Blocco 14K/A-IMI (Eni 10%), con la perforazione dei pozzi Lianzi-2ST e Lianzi-2OH, *appraisal* della scoperta Lianzi, che hanno rinvenuto la presenza di strati mineralizzati a gas e petrolio a profondità superiori ai 3 mila metri; (iii) nel Blocco 15 (Eni 20%), con il pozzo Batuque-3, *appraisal* della scoperta Batuque, che ha confermato la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 2 mila metri.

Tra gennaio e maggio sono stati avviati i giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%). La produzione di GPL avviene mediante l'utilizzo di una *FPSO* (*Floating Production Storage Offloading*), la più grande al mondo nel suo genere. A Sanha è stato realizzato un complesso per la reiniezione del gas in giacimento che consentirà di ridurre del 50% il gas del Blocco attualmente bruciato in atmosfera. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno di petrolio, condensati e GPL (10 mila in quota Eni) è atteso nel 2007.

È in fase di realizzazione il progetto di sviluppo dei giacimenti di petrolio Benguela, Belize, Lobito e Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%) a una profondità d'acqua compresa tra 300 e 500 metri. Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una *Compliant Tower* dotata di *facility* di trattamento per Benguela/Belize. Il *first oil* è stato conseguito nel gennaio 2006. Lobito e Tomboco saranno sviluppati mediante completamento sottomarino e collegati alla *Compliant Tower* di Benguela/Belize con avvio previsto nella seconda metà del 2006. Il picco produttivo dei quattro giacimenti di 188 mila barili/giorno (32 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

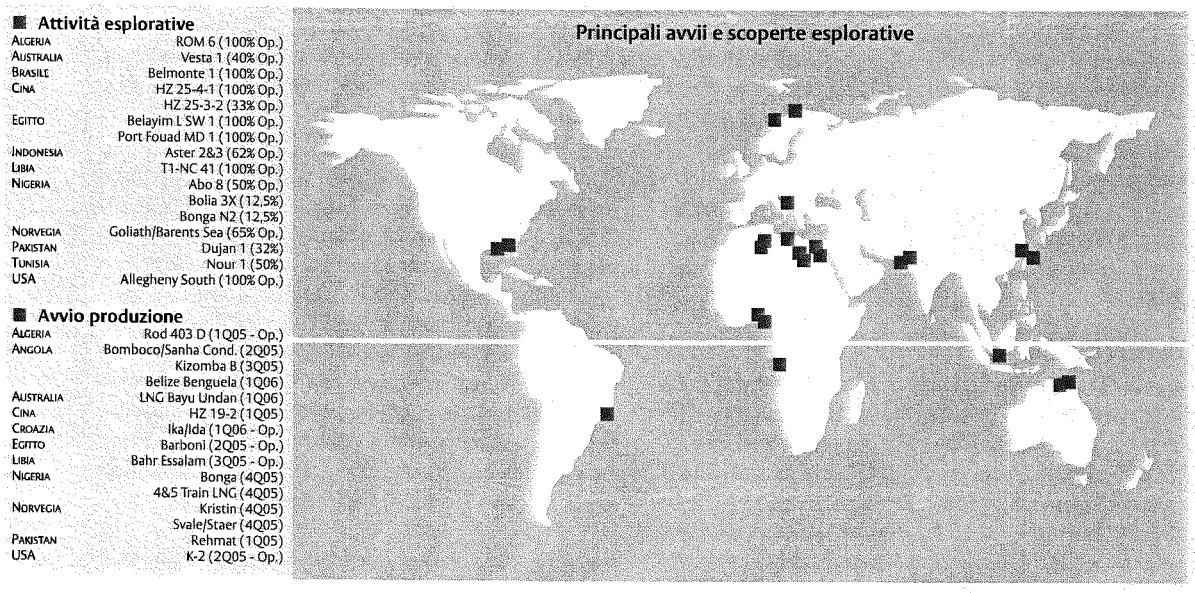
Nel luglio, con oltre cinque mesi di anticipo rispetto al programma, sono stati avviati i giacimenti di petrolio Kissanje e Dikanza nell'ambito della fase B di sviluppo delle scoperte dell'area Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) a una profondità d'acqua compresa tra 1.000 e 1.300 metri. Lo sviluppo dei due giacimenti è stato realizzato attraverso la perforazione di 58 pozzi (34 produttori e 24 iniettori), l'installazione di una *TLP* (*Tension Leg Platform*) su Kissanje e di un sistema sottomarino su Dikanza. La produzione è trasferita su una *FPSO* della capacità di trattamento di 250 mila barili/giorno e di stoccaggio di oltre 2 milioni di barili. Il picco produttivo di 47 mila barili/giorno in quota Eni è stato raggiunto a fine anno.

Nigeria nel settembre Eni ha acquistato da compagnie nigeriane il 40% delle due concessioni di sviluppo OML 120 e OML 121 divenendone operatore. Le concessioni, nelle quali è stato scoperto il giacimento Oyo, sono localizzate nell'*offshore* nigeriano a circa 70 chilometri dalla costa occidentale del delta del Niger. Nel 2006 è prevista la perforazione di due pozzi esplorativi.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco *offshore* OML 125 (Eni operatore con il 50,2%) con la perforazione del pozzo di *appraisal* Abo 8 che ha rinvenuto livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di 2.142 metri e nel Blocco *offshore* OPL 219 (Eni 12,5%) con la perforazione del pozzo di *appraisal* Bolia-3X che ha rinvenuto alcuni livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di oltre 3 mila metri.

Nel novembre è stata avviata la produzione del giacimento di petrolio Bonga (Eni 12,5%) situato nel permesso *offshore* OML 118 a una profondità d'acqua compresa tra 950 e 1.150 metri. Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso una *FPSO* alla quale saranno collegati 17 pozzi produttori di cui 9 già completati. Il picco produttivo del giacimento di oltre 200 mila barili/giorno (23 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Sono in sviluppo i giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*onshore* e nell'*offshore* del delta del Niger. Lo sviluppo, con completamento previsto a febbraio 2007, fa parte del progetto integrato *associated gas gathering* per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility* di produzione *offshore* e sono stati perforati 25 pozzi dei 30 programmati. Il picco produttivo dei due



Nell'ambito del piano di sviluppo della capacità di trattamento dell'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%), nel novembre sono state avviate le consegne di gas del quarto treno di trattamento e a dicembre è stato completato il quinto treno. A regime, i due treni incrementeranno la capacità di produzione dell'impianto da 9 a 17 milioni di tonnellate/anno di GNL (da 11,5 a circa 23 miliardi di metri cubi/anno di carica di gas naturale). Con l'entrata a regime del quarto e del quinto treno, le forniture di gas saranno di 65 milioni di metri cubi/giorno (quota Eni 6,25 milioni di metri cubi/giorno).

giacimenti di 126 mila boe/giorno (6 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Nell'aprile è stata avviata la centrale di generazione di energia elettrica di Okpai (*Independent Power Plant* - Eni 20%) della potenza di 480 megawatt costituita da due turbine a gas e una a vapore. L'alimentazione della centrale è assicurata dai vicini giacimenti di gas di Kwale, nel permesso OML 60 (Eni operatore con il 20%), che a regime forniranno 2 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e di Eni di riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

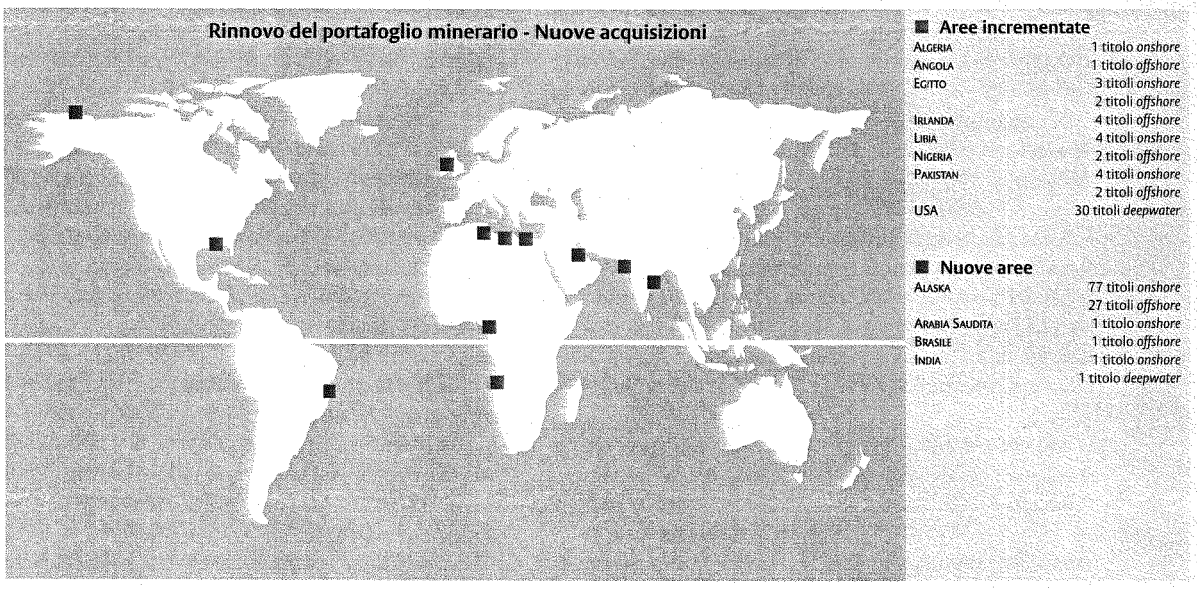
MARE DEL NORD

Norvegia nel Permesso PL 229 (Eni operatore con il 65%), dove è avvenuta la scoperta di Goliath, Eni ha ottenuto l'estensione della durata della licenza esplorativa fino al 15 maggio 2007.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la perforazione del pozzo 7122/7-3, *appraisal* della scoperta di Goliath che, perforato alla profondità di 2.701 metri in 343 metri d'acqua, ha rinvenuto formazioni mineralizzate di idrocarburi dello spessore complessivo di 180 metri. È in programma di procedere a una nuova valutazione dell'area di Goliath attraverso la perforazione di altri pozzi di *appraisal* con l'obiettivo di avviare lo sviluppo commerciale del giacimento.

Nel novembre è stata avviata la produzione del giacimento di petrolio e gas Kristin (Eni 8,25%) situato nel permesso PL 134 nell'area *offshore* di Haltenbanken a circa 200 chilometri dalla costa. La produzione di petrolio è trattata su una piattaforma semisommergibile della capacità di 125 mila barili/giorno. Il picco produttivo di 218 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2007. Nello stesso permesso sarà sviluppata la formazione Tofte scoperta con la perforazione del primo pozzo produttore di Kristin. Le sinergie con le strutture produttive di Kristin renderanno economico lo sviluppo del vicino giacimento Tyrihans (Eni 7,9%), con entrata in produzione prevista nel 2009, in concomitanza con il declino produttivo di Kristin.

Nel novembre sono stati avviati nel Permesso PL 128 i giacimenti, prevalentemente di petrolio, Svale e Stær (Eni 11,5%), il cui sfruttamento avviene utilizzando le strutture produttive del vicino giacimento Norne. Il picco produttivo di 56 mila boe/giorno (6 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Regno Unito nel luglio sono stati ceduti alcuni *asset* esplorativi localizzati nel Mare del Nord Centrale.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Permesso P/233 Blocchi 15/25a (Eni 12%), nel Mare del Nord Centrale, con il pozzo NFW 15/25°-DD perforato alla profondità di oltre 2 mila metri che ha erogato in fase di test circa 4 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità, oltre a gas naturale.



Nel novembre il Governo ha annunciato l'incremento della fiscalità per *supplementary charge* dal 10 al 20%. Ciò comporterà nel 2006 un aumento stimato del *tax rate* di Gruppo di circa 1,2 punti percentuali, di cui circa la metà per l'adeguamento del fondo imposte differite. In relazione all'atteso declino produttivo dell'Area, l'impatto è destinato a ridursi nel tempo.

RESTO DEL MONDO

Alaska nell'agosto sono stati acquistati dalla compagnia indipendente americana Armstrong Oil & Gas 104 Blocchi esplorativi situati nel North Slope, *onshore* e *offshore* del Beaufort Sea. I Blocchi, della superficie di

1.718 chilometri quadrati, comprendono due giacimenti, attualmente nella fase di pre-sviluppo, con riserve complessive stimate in oltre 170 milioni di barili di petrolio.

Australia l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco AC/P-21 (Eni 40%) con il pozzo NFW Vesta-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3.300 metri; (ii) nel Blocco WA-25-L (Eni 65%) con la perforazione del pozzo Woollybutt-4, *appraisal* della scoperta Woollybutt-3, che ha confermato la presenza di petrolio nell'estensione occidentale di Woollybutt-3 alla profondità di oltre 2 mila metri; (iii) nel Blocco WA-208 P (Eni 18,66%) con il pozzo NFW Hurricane-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3 mila metri.

Nel dicembre sono state acquistate ulteriori quote, raggiungendo il 100%, dei permessi WA-279-P e WA-313-P nel bacino *offshore* di Bonaparte nella parte Nord della costa australiana dove sono localizzati, rispettivamente, i giacimenti Blacktip e Penguin. Nello stesso bacino, è stata acquistata una quota del 39% nel permesso WA-34-R dove è localizzato il giacimento di Rubicon - Prometeus.

Nel dicembre è stato firmato un *Heads of Agreement* con Darwin Power & Water Utility Company, per la fornitura di gas dal giacimento Blacktip per un quantitativo minimo di 20 miliardi di metri cubi per il periodo di venticinque anni a partire dal gennaio 2009, con possibilità di futuri incrementi.

Brasile nel gennaio 2006, in esito a gara internazionale svolta nell'ottobre 2005, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa della durata di sei anni del Blocco BM-Cal-14. Il Blocco copre una superficie di circa 750 chilometri quadrati in acque profonde nel bacino di Camamu-Almada a circa 1.300 chilometri a Nord di Rio de Janeiro.
Nel marzo 2005 la licenza esplorativa relativa al Blocco BM-C-3 (Eni 40%) è stata trasformata in *Appraisal Area*. La fase di *testing* del pozzo di scoperta Peroba, mineralizzato a petrolio, è prevista nella prima metà del 2006.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco BM-S-4 (Eni 100%) con la perforazione del pozzo NFW Belmonte-1A che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 5 mila metri. È stato autorizzato dalle Autorità competenti l'avvio del terzo periodo esplorativo del Blocco della durata di due anni che prevede la perforazione di un pozzo.

Cina l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo nel Blocco 16/19 (Eni 33%) nel Mar Cinese Meridionale a circa 180 chilometri a Sud-Est di Hong Kong con la perforazione del pozzo HZ25-4-1 (Eni 100%). Il pozzo ha rinvenuto la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 4 mila metri, erogando in fase di test circa 5.000 barili/giorno di olio di ottima qualità. Il giacimento HZ25-4 sarà messo in produzione utilizzando le infrastrutture presenti nell'area. Sempre nel Blocco 16/19, il pozzo *appraisal* HZ25-3-2 ha confermato l'estensione e le riserve del giacimento a olio HZ25-3.

India nel luglio, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata le licenze esplorative nei due blocchi 8 e D-6, in entrambe con il ruolo di operatore. Il Blocco 8 (Eni 34%), situato nell'*onshore* del Rajasthan nel Nord Ovest del Paese, si estende per 1.335 chilometri quadrati. Il Blocco D-6 (Eni 40%), situato nell'*offshore* profondo dell'Oceano Indiano a circa 130 chilometri a Ovest delle Isole Andamane, si estende per 13.110 chilometri quadrati. L'iniziativa segna l'avvio dell'attività *upstream* di Eni nel Paese.
Nel settembre è stato firmato con la compagnia indiana Oil & Natural Gas Corporation un accordo di collaborazione per individuare nuove opportunità di *business* nell'esplorazione e produzione di idrocarburi. L'accordo prevede la condivisione di informazioni relative all'esplorazione di giacimenti nell'*offshore* profondo, sia in India sia in altri Paesi, e la possibilità di scambi di partecipazioni in progetti *upstream* e *midstream*.

Indonesia l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo nel blocco Bukat (Eni operatore con il 41,25%) nel bacino del Tarakan (*Offshore* Borneo) con la perforazione dei pozzi di *appraisal* della scoperta a olio di Aster effettuata nel 2004. I pozzi Aster 2 e Aster 3 hanno confermato la presenza di riserve aggiuntive di idrocarburi di buona qualità e la potenzialità del tema esplorativo nel bacino. Nel corso del 2006 e nel 2007 sono previsti ulteriori attività di *appraisal* per arrivare alla fase di definizione del piano di sviluppo del giacimento.

Iran nel gennaio è stata completata ad Assaluyeh, sulla costa del Golfo Persico, la costruzione dell'impianto per il trattamento del gas delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas e condensati di South Pars, operato da Eni con il 60% mediante contratto di *buy-back*. L'impianto di trattamento produrrà a regime nel 2006 circa 20 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale e oltre 90 mila barili/giorno di condensati (33 mila in quota Eni). Nel breve termine sarà prodotto anche un milione di tonnellate/anno di GPL.

Kazakhstan nell'ambito del PSA North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento Kashagan, di cui Eni è operatore, il 31 marzo Eni e gli altri *partner* del consorzio, tranne uno, hanno acquistato, in proporzione alle rispettive quote di interesse e in forza dell'opzione esercitata nel maggio 2003, la partecipazione del 16,67% della British Gas uscita dall'iniziativa. I *partner* hanno contestualmente venduto il 50% della quota rilevata alla società petrolifera di Stato Kazmunaygaz (KMG), nuovo *partner* del *PSA* con l'8,335%. A valle delle due transazioni (quella con KMG si è conclusa nel maggio 2005), Eni ha aumentato la propria partecipazione nel progetto dal 16,67% al 18,52% con un esborso di 200 milioni di dollari. Il piano di sviluppo del giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni, prevede la messa in produzione in fasi successive di riserve recuperabili di 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas. L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenterà a 450 mila al completamento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Gli investimenti per lo sviluppo del giacimento sono stimati in 29 miliardi di dollari (5,4 miliardi in quota Eni). L'ammontare non include il costo delle infrastrutture per il trasporto della produzione del giacimento verso i mercati internazionali per le quali il consorzio sta valutando una serie di opzioni. Al 31 dicembre 2005 sono stati assegnati contratti del valore complessivo di oltre 8,8 miliardi di dollari per l'esecuzione della prima fase di sviluppo del giacimento (Tranche 1 e 2) che include la perforazione dei pozzi di sviluppo, la realizzazione delle infrastrutture di produzione *offshore* (impianti di perforazione, di primo trattamento e di reiniezione del gas acido al fine di massimizzare il recupero del petrolio), nonché degli impianti di trattamento *onshore*. Nella realizzazione del progetto sono impiegate le più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento e alla presenza di acido solfidrico.

Nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) i nuovi impianti di trattamento e di iniezione gas hanno consentito di inviare al terminale di Novorossiysk sul Mare Nero, tramite l'oleodotto del Caspian Pipeline

Consortium (Eni 2%, corrispondente al diritto di trasporto fino a 3 milioni di tonnellate/anno), 42.500 barili/giorno in quota Eni, corrispondenti al 41,7% della produzione di petrolio e gas del giacimento in quota Eni. Il progetto di Karachaganak Fase 2M (*Maintenance*) continua secondo i programmi.

Mozambico nel marzo 2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa dell'Area 4, situata nell'*offshore* profondo del Rovuma Basin circa 2.000 chilometri a Nord della capitale Maputo. Il blocco copre una superficie di 17.646 chilometri quadrati all'interno di un bacino geologico finora inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevate potenzialità minerarie.

Pakistan sono stati acquisiti i permessi esplorativi Indus "M" e Indus "N", nell'*offshore* del delta del fiume Indo, per una superficie complessiva di 5.000 chilometri quadrati. È stata avviata la produzione del campo non operato di Remhat (quota Eni 30%). Nel maggio è stato perforato, nel permesso Gambat, il pozzo Dulyan-1-Reentry che ha confermato la presenza di gas; a seguito del completamento delle prove di produzione sono in corso valutazioni.

Stati Uniti sono stati acquistati 22 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico in esito alla partecipazione alle *Lease Sale* 194 (marzo) e 196 (agosto).

Nel maggio nel Blocco Green Canyon 562 (Eni operatore con il 18,17%), nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico, è stato avviato il giacimento di petrolio K2 con un livello iniziale complessivo di 8 mila barili/giorno. Lo sviluppo del giacimento comprende la realizzazione di altri due pozzi che saranno collegati alla vicina piattaforma Marco Polo, operata da altro *partner*, attraverso un sistema di produzione sottomarino. Il picco produttivo di 7 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Turchia nel novembre è stato definito l'accordo per l'effettuazione di uno studio di fattibilità di un nuovo sistema di trasporto del petrolio che colleghi Samsun, città turca sulla costa del Mar Nero, con Ceyan sulla costa mediterranea. Il nuovo sistema di trasporto comprenderà: (i) un terminale di ricezione del petrolio a Samsun; (ii) un oleodotto della lunghezza di 560 chilometri e della capacità di trasporto di un milione di barili/giorno; (iii) un centro stoccaggio del petrolio a Ceyan. La realizzazione di un oleodotto rappresenta un'opzione più efficiente e più sicura dal punto di vista ambientale del trasporto del petrolio via mare attraverso gli stretti dei Dardanelli e del Bosforo. Inoltre l'iniziativa rappresenta una delle possibili vie di esportazione della produzione di Eni proveniente dai giacimenti dell'area del Mar Caspio.

Venezuela è in corso lo sviluppo del giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di Paria West Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. L'avvio della produzione è atteso nel 2008 con il picco produttivo della prima fase di circa 70 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) atteso nel 2009.

Nel dicembre, Eni ha firmato un *transition agreement* con la società di Stato Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) con il quale le parti si impegnano a negoziare le condizioni per determinare il passaggio al nuovo regime contrattuale di "empresa mixta", a maggioranza PDVSA, alla quale saranno trasferiti i titoli e gli *asset* minerari relativi al giacimento Dación; fino al perfezionamento di tale accordo, le attività continuano a essere regolate dall'attuale *Operating Service Agreement*. Le negoziazioni sono in corso; allo stato non è possibile prevederne l'esito.

ITALIA

In Italia l'attività di sviluppo ha riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di sviluppo dei giacimenti *onshore* Candela e Miglianico e il completamento dello sviluppo di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di allacciamento dei pozzi di sviluppo in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Annabella, Armida, Barbara, Garibaldi per il gas e Rospo per il petrolio); (iv) l'avvio della realizzazione di una *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano; (v) l'avvio della fase di sviluppo del campo di Annamaria.

Nell'ambito dello sviluppo sui temi a gas dell'*onshore* siciliano sono in fase di avanzata realizzazione i progetti: (i) Pizzo Tamburino, è previsto l'avvio del primo pozzo PT1 nella seconda metà del 2006 con una produzione attesa di circa 1.000 boe/giorno; nel 2007 è previsto l'allacciamento di un secondo pozzo PT2 in funzione dell'andamento produttivo del primo pozzo PT1; (ii) Fiumetto, è prevista l'entrata in produzione del pozzo di *infilling* F4 nella prima metà del 2007 con una portata di picco attesa di circa 1.200 boe/giorno; (iii) Samperi 1, è previsto l'avvio nella seconda metà del 2006 con picco produttivo di circa 1.300 boe/giorno.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'Italia settentrionale, dove è iniziata la perforazione di 3 pozzi dei quali 2 conclusi nell'anno (6 conclusi nel 2004). L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Mezzocolle 1 (Eni 100%) mineralizzato a gas nel permesso Imola sull'Appennino emiliano.

Nel dicembre è stato acquistato per il corrispettivo di 90 milioni di euro (incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 17 milioni di euro) il 90% delle azioni possedute dall'Ente Minerario Siciliano in Liquidazione della Sarcis SpA, titolare di permessi/concessioni *onshore* in Sicilia.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.964 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (3.952 milioni di euro; 4.310 milioni nel 2004), realizzati prevalentemente (3.541 milioni di euro) all'estero, in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo (411 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il completamento dei lavori in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 656 milioni di euro (499 milioni nel 2004), di cui circa il 96% all'estero. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato in particolare le seguenti aree: Norvegia, Egitto, Stati Uniti, Brasile e Indonesia. In Italia l'attività è stata svolta prevalentemente nell'area settentrionale.

Gli investimenti per l'acquisto di riserve *proved and unproved* (301 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente l'acquisto: (i) dell'1,85% del giacimento Kashagan con un esborso di 200 milioni di dollari; (ii) di 104 blocchi esplorativi e di due giacimenti in pre-sviluppo in Alaska; (iii) del 40% delle concessioni di sviluppo OML 120 e OML 121 in Nigeria; (iv) del 50% del permesso WA-313-P e del 53,85% del permesso WA-280-P in Australia.

Gli investimenti per l'acquisto di dotazioni patrimoniali sono stati di 55 milioni di euro.

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 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.
Nel 2005 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è incrementata ulteriormente raggiungendo il 56% (53% nel 2004). 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 44%.

(5) Di cui due attualmente non operative.

		2002	2003	2004	**2005**
Capacità disponibili:					
modulazione e minerario	(miliardi di metri cubi)	7,1	7,1	7,5	**7,5**
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	66	53	47	**44**
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1	**5,1**
Clienti totali	(numero)	20	30	39	**44**
Clienti servizio modulazione e minerario	(numero)	14	24	29	**35**

Regolamentazione

Delibera n. 119/2005 "Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio"

La delibera n. 119/2005 stabilisce i criteri per la definizione del Codice di Stoccaggio, che disciplina le modalità con le quali l'impresa di stoccaggio eroga i servizi di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico, nonché il servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, conferiti agli utenti per un periodo non superiore a un anno termico secondo un ordine di priorità stabilito.
La delibera stabilisce obblighi di pubblicazione e di comunicazione nei confronti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e degli utenti dei servizi di stoccaggio.

Delibera n. 266/2005 "Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Stogit SpA per l'irrogazione di una sanzione amministrativa"

Con delibera n. 266/2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria (ai sensi della legge 481/1995) nei confronti della Società, contestando la difformità della condotta commerciale di quest'ultima rispetto alla disciplina definita dalla delibera n. 119/2005 in materia di condizioni di accesso e di erogazione del servizio di stoccaggio.

Delibera n. 50/2006 "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio" e delibera n. 56/2006 "Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio, relativi all'anno termico 2006-2007"

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato il 3 marzo la delibera n. 50/2006 che stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione. Tale delibera modifica radicalmente la regolazione in vigore nel primo periodo di cui alla delibera n. 26/2002, introducendo il vincolo sui ricavi sulla componente capacità (di spazio e di erogazione) e confermando il meccanismo del *price cap* sulla componente *commodity*. Inoltre è stabilita una tariffa unica nazionale.

Sono confermati i meccanismi di valutazione del capitale investito netto previsti nel primo periodo di regolazione; il tasso di remunerazione si riduce dall'8,33% al 7,1% (ante imposte).

Sulla base del nuovo regime tariffario e tenuto conto che tutte le capacità messe a disposizione nel 2006 sono considerate per la determinazione tariffaria, i ricavi attesi nell'anno termico 1° aprile 2006-31 marzo 2007 sono nell'ordine dei 280 milioni di euro, con una riduzione di oltre il 20% rispetto al precedente anno termico.

La delibera prevede incentivi agli investimenti di sviluppo dello stoccaggio attraverso il riconoscimento di un tasso di remunerazione incrementale del 4% rispetto al tasso base per una durata pari a 8 anni per i potenziamenti di capacità esistente e per una durata di 16 anni per lo sviluppo di nuovi campi.

La delibera modifica alcune disposizioni della delibera n. 119/2005. In particolare prevede il conferimento di una capacità di iniezione e l'attribuzione agli utenti della prestazione di erogazione a fine svaso del *working gas* e sostituisce integralmente le disposizioni in merito ai corrispettivi di bilanciamento e uso dello stoccaggio strategico.

La delibera n. 56/2006 del 16 marzo 2006 ha approvato la proposta tariffaria della Società per l'anno termico 2006-2007.

Gas & Power

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi (1)	17.302	22.969
Utile operativo	3.428	3.321
Utile operativo a valori correnti	3.416	3.194
Utile operativo *adjusted*	3.448	3.531
Investimenti tecnici	1.451	1.152
Dipendenti a fine periodo (numero)	12.843	12.324

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Le vendite di gas naturale (91,15 miliardi di metri cubi) sono aumentate dell'8,8% a seguito della maggiore domanda registrata in Italia per la produzione di energia elettrica e l'acquisizione di nuovi clienti, nonché della crescita nei mercati del resto d'Europa in relazione alla strategia di espansione attuata

› L'accordo definito tra Eni, Amorim Energia e Rede Electrica Nacional – azionisti di Galp rispettivamente con il 33,34%, 13,312% e 18,30% – conferisce stabilità all'assetto partecipativo della società energetica portoghese e pone le premesse per lo sviluppo futuro nell'ottica di valorizzare al meglio l'investimento di Eni. Entro il 2006 è prevista la riduzione della partecipazione dello Stato portoghese nel capitale di Galp attraverso un collocamento in borsa

› Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, sono stati acquistati 6 miliardi di metri cubi/anno per venti anni della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron sulla costa statunitense in Louisiana con *start-up* atteso nel 2008-2009. L'iniziativa consentirà di commercializzare negli Stati Uniti parte delle riserve di gas Eni localizzate in Nord Africa e in Nigeria

› Prosegue il programma di sviluppo nel settore dell'energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,5 gigawatt di potenza installata nel 2009; a fine 2005 la potenza installata è di 4,5 gigawatt. I nuovi impianti a ciclo combinato consentiranno, in piena marcia commerciale, di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale provenienti dal portafoglio di Eni

› Sono stati definiti i programmi di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti di importazione provenienti dall'Algeria e dalla Russia. A regime, nell'anno termico 2009-2010, i potenziamenti programmati consentiranno di incrementare la capacità di importazione di circa 13 miliardi di metri cubi/anno. Tutta la nuova capacità sarà messa a disposizione del mercato

GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

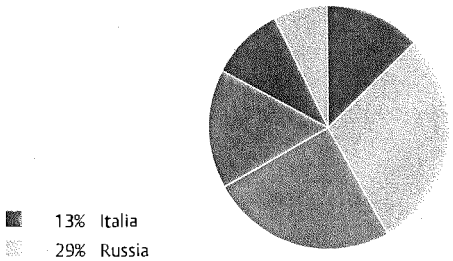
Nel 2005 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 82,56 miliardi di metri cubi con un aumento di 6,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari all'8,5%, sostanzialmente in linea con la crescita delle vendite. I volumi di gas approvvigionati all'estero (71,83 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale (85% nel 2004).

Gli approvvigionamenti dall'estero (71,83 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 7,04 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 10,9%, a seguito dell'entrata a regime delle forniture di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (3,29 miliardi di metri cubi) e dei maggiori acquisti dall'Algeria (0,72 miliardi di metri cubi). In aumento le importazioni di GNL per l'Italia (0,18 miliardi di metri cubi) a seguito del ripristino parziale delle forniture provenienti dall'impianto di liquefazione Sonatrach di Skikda, dopo il grave incidente verificatosi all'inizio del 2004. Anche gli acquisti dalla Croazia regi-

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Italia	12,16	11,30	10,73	(0,57)	(5,0)
Russia per Italia	18,92	20,62	**21,03**	0,41	2,0
Russia per Turchia	0,63	1,60	**2,47**	0,87	54,4
Algeria	16,53	18,86	**19,58**	0,72	3,8
Paesi Bassi	7,41	8,45	**8,29**	(0,16)	(1,9)
Norvegia	5,44	5,74	**5,78**	0,04	0,7
Libia		0,55	**3,84**	3,29	n.s.
Croazia	0,65	0,35	**0,43**	0,08	22,9
Regno Unito	1,98	1,76	**2,28**	0,52	29,5
Algeria (GNL)	1,98	1,27	**1,45**	0,18	14,2
Altri (GNL)	0,72	0,70	**0,69**	(0,01)	(1,4)
Ungheria	3,56	3,57	**3,63**	0,06	1,7
Altri acquisti Europa	0,04	0,12	**1,18**	1,06	n.s.
Extra Europa	1,14	1,20	**1,18**	(0,02)	(1,7)
Estero	59,00	64,79	71,83	7,04	10,9
Totale approvvigionamenti	71,16	76,09	82,56	6,47	8,5
Prelievi da stoccaggio	0,84	0,93	**0,84**	(0,09)	(9,7)
Perdite di rete e differenza di misura	(0,61)	(0,53)	**(0,78)**	(0,25)	47,2
Disponibilità per la vendita	71,39	76,49	82,62	6,13	8,0

Approvvigionamenti di gas naturale

82,56 miliardi di metri cubi



- 13% Italia
- 29% Russia
- 25% Algeria
- 16% Altri
- 10% Paesi Bassi
- 7% Norvegia

strano un aumento (0,08 miliardi di metri cubi) in relazione all'avvio dal novembre 2004 delle forniture dal giacimento Marica nell'*offshore* croato. In flessione le forniture dai Paesi Bassi (-0,16 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,73 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,57 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5,0%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2005 i prelievi al netto delle immissioni presso il sistema di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia SpA e in territorio francese presso Gaz de France sono stati di 0,84 miliardi di metri cubi (0,93 miliardi di metri cubi nel 2004).

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 15 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 - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2005 i ritiri di gas di Eni in esecuzione dei contratti *take-or-pay* sono stati di circa 3,8 miliardi di metri cubi superiori agli obblighi minimi di prelievo.

Vendite di gas naturale

Nel 2005 le vendite di gas naturale (91,15 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate e di imprese rilevanti)[1]

(1) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Italia	**50,86**	**50,08**	**52,47**	**2,39**	**4,8**
Grossisti (aziende distributrici)	15,36	13,87	**12,05**	(1,82)	(13,1)
Gas release		0,54	**1,95**	1,41	261,1
Clienti finali	35,50	35,67	**38,47**	2,80	7,8
Industriali	13,17	12,39	**13,07**	0,68	5,5
Termoelettrici	15,03	15,92	**17,60**	1,68	10,6
Residenziali	7,30	7,36	**7,80**	0,44	6,0
Resto d'Europa	**17,54**	**21,54**	**23,44**	**1,90**	**8,8**
Extra Europa	**1,09**	**1,17**	**1,17**	..	..
Totale vendite a terzi	**69,49**	**72,79**	**77,08**	**4,29**	**5,9**
Autoconsumi Eni	1,90	3,70	**5,54**	1,84	49,7
Vendite a terzi e autoconsumi Eni	**71,39**	**76,49**	**82,62**	**6,13**	**8,0**
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni)	**6,94**	**7,32**	**8,53**	**1,21**	**16,5**
Europa	6,23	6,60	**7,85**	1,25	18,9
Extra Europa	0,71	0,72	**0,68**	(0,04)	(5,6)
	78,33	**83,81**	**91,15**	**7,34**	**8,8**

sono aumentate di 7,34 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari all'8,8%. L'aumento ha riguardato tutti i mercati di attività, in particolare i mercati del resto d'Europa (+3,15 miliardi di metri cubi pari all'11,2%), il mercato Italia (+2,39 miliardi di metri cubi, pari al 4,8%) e le forniture di gas principalmente per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (1,84 miliardi di metri cubi, pari al 49,7%).

Le vendite di gas naturale in Italia (52,47 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,8%, per effetto degli incrementi, anche a seguito dell'effetto climatico, registrati nelle vendite ai clienti finali che hanno riguardato il settore termoelettrico (1,68 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%), industriale (0,68 miliardi di metri cubi, pari al 5,5%) e residenziale (0,44 miliardi di metri cubi, pari al 6%). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite ai grossisti (-1,82 miliardi di metri cubi, pari al 13,1%) connessa essenzialmente all'effetto del provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (la cosiddetta *gas release*)[2].

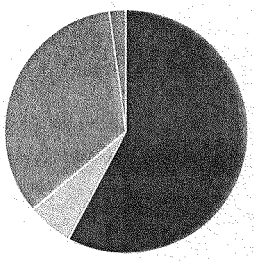
Le vendite nel resto d'Europa (23,44 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,9 miliardi di metri cubi, pari all'8,8%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle forniture al mercato turco (0,86 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto Blue Stream; (ii) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (0,57 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla progressiva entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (iii) in Francia (0,5 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali e grossisti; (iv) in Germania e in Austria (0,3 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e ad altri operatori di mercato.

Gli autoconsumi[3] (5,54 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,84 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 49,7%, per effetto essenzialmente dei maggiori consumi di EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 8,53 miliardi di metri cubi e hanno riguardato: (i) la GVS (Eni 50%) con 3,29 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,56 miliardi di metri cubi; (iii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 1,52 miliardi di metri cubi; (iv) i volumi (1,45 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense. Rispetto al 2004, le vendite sono aumentate di 1,21 miliardi di metri cubi, pari al 16,5%, a seguito in particolare delle maggiori vendite di Unión Fenosa Gas.

Vendite di gas naturale e autoconsumi

91,15 miliardi di metri cubi



58% Italia
6% Autoconsumi
34% Resto d'Europa
2% Extra Europa

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (85,10 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,69 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5,8%, a seguito della crescita della domanda connessa all'incremento della produzione di energia elettrica e alla crescita dei consumi del mercato residenziale dovuta alle più rigide condizioni climatiche dei mesi invernali del 2005.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,22 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,96 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%.

Nel 2005 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,49 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,07 miliardi di metri cubi nel 2004), effettuando 79 scarichi da navi metaniere (68 nel 2004). L'incremento dei volumi rigassificati è attribuibile alla maggiore disponibilità di gas liquefatto sul mercato.

(2) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(3) 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.

Volumi di gas naturale trasportati (1) (miliardi di metri cubi)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Per conto di Eni	51,74	52,15	54,88	2,73	5,2
Per conto terzi	24,63	28,26	30,22	1,96	6,9
Enel	9,18	9,25	**9,90**	0,65	7,0
Edison Gas	7,49	8,00	**7,78**	(0,22)	(2,7)
Altri	7,96	11,01	**12,54**	1,53	13,9
	76,37	80,41	**85,10**	4,69	5,8

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

GNL Stati Uniti

Nell'ambito della strategia di espansione nel *business* del GNL, il 1° agosto 2005 è stato firmato con la società statunitense Cameron LNG Llc (gruppo Sempra Energy) il contratto per l'acquisto di una quota della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron in fase di realizzazione sulla costa statunitense della Louisiana, con completamento atteso nel 2008-2009. La capacità acquistata è di 6 miliardi di metri cubi/anno, per il periodo di venti anni, corrispondente a circa il 40% della capacità iniziale del terminale (15,5 miliardi di metri cubi/anno). L'operazione consentirà la commercializzazione negli Stati Uniti di parte delle riserve di gas naturale di Eni in Nord Africa e in Nigeria.

GNL Egitto

Nel gennaio 2005 è stato effettuato il primo carico di GNL prodotto dall'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40% attraverso la partecipazione del 50% in Unión Fenosa Gas) che, a regime, produrrà circa 7 miliardi di metri cubi/anno. I *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas e la società egiziana EGAS con i produttori Eni e BP) stanno negoziando le condizioni per un'espansione che prevede il raddoppio della capacità dell'impianto attraverso la realizzazione di un secondo treno di liquefazione. Eni fornirà al primo treno circa 3 miliardi di metri cubi/anno per il periodo di venti anni; ulteriori volumi potranno essere forniti al secondo treno sulla base del protocollo d'intesa firmato con il Governo egiziano nel marzo 2005.

Galp

Il 29 dicembre 2005 è stato sottoscritto un patto parasociale della durata di otto anni tra Eni, l'Amorim Energia (società controllata dal gruppo portoghese privato Amorim e partecipata dalla società Sonangol, società petrolifera di Stato angolana) e Rede Electrica Nacional (REN) per la gestione congiunta della Galp Energia (Galp). Il patto è entrato in vigore il 29 marzo 2006 a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive, tra cui: (i) l'autorizzazione della Commissione europea, rilasciata il 24 marzo 2006; (ii) l'acquisto il 28 marzo 2006 da parte della Caixa (primario istituto bancario portoghese) di una quota di partecipazione in Galp dell'1%, con la prevista adesione della Caixa al patto parasociale sottoscritto il 29 dicembre 2005; (iii) la modifica dei poteri detenuti dallo Stato portoghese nella Galp (*golden share*) realizzata con l'approvazione, da parte dell'assemblea degli azionisti del 29 marzo 2006, del nuovo statuto di Galp coerente con il patto parasociale tra Eni, Amorim Energia, REN e Caixa. Pertanto a oggi gli azionisti di Galp sono: Eni (33,34%), Stato Portoghese (17,711%), Parpublica (12,293%), REN (18,30%), Amorim Energia (13,312%), Iberdrola (4%), Caixa (1%) e Setgas (0,044%).

I principali termini del patto sono: (a) regole sulla *corporate governance* della società e sulle maggioranze qualificate per le decisioni rilevanti; (b) definizione di un piano strategico volto: (i) al conseguimento da parte della Galp di posizioni di *leadership* nei settori del gas naturale, della raffinazione e della vendita di prodotti petroliferi nella Penisola Iberica; (ii) all'aumento del peso dell'attività *upstream*; (iii) all'ingresso nel settore dell'energia elettrica nazionale; (c) conferma da parte dello Stato portoghese dell'intenzione di collocare in borsa una parte della quota posseduta in Galp entro la fine del 2006; (d) cessione a REN delle attività gas di Galp in Portogallo svolte in regime di regolazione (rete ad alta pressione, siti di stoccaggio e terminale di rigassificazione del GNL di Sines), possibilmente entro il 2006; (e) cessione della quota posseduta da REN in Galp a favore di Amorim Energia entro il termine massimo di 18 mesi dall'efficacia dell'accordo; (f) un periodo di *lock in* (vincoli alla cessione di azioni) della durata di cinque anni.

Il patto parasociale del 29 dicembre 2005 sostituisce quello vigente tra Eni e lo Stato.

Germania

Nel gennaio 2005 è stato perfezionato un contratto di lungo termine, con avvio nel 2006, per la fornitura di 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale all'operatore tedesco Wingas. Il gas sarà consegnato a Eynatten al confine tedesco-belga.

Francia
Nel luglio 2005 è stato firmato un contratto di lungo termine, con avvio della fornitura in ottobre, di 860 milioni di metri cubi/anno alla società francese EDF.

Blue Stream
In novembre è entrata in esercizio la prima sezione della stazione di compressione di Dzhubga, sulla costa russa del Mar Nero, costituita da tre turbocompressori e tre turbogeneratori che consentiranno di aumentare i volumi di gas trasportato. Il gasdotto Blue Stream – di proprietà della Blue Stream Pipeline Co, *joint venture* paritetica tra Eni e Gazprom – trasporta gas russo in Turchia attraverso il Mar Nero con due condotte sottomarine lunghe ciascuna circa 390 chilometri raggiungendo la profondità di 2.150 metri. Nel 2005 sono stati trasportati in Turchia 5,03 miliardi di metri cubi di gas (Eni 50%). A regime la fornitura attraverso il Blue Stream raggiungerà i 16 miliardi di metri cubi/anno, di cui 8 in quota a Eni.

Potenziamenti dei gasdotti di importazione
È stato avviato il programma di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti di importazione dall'Algeria e dalla Russia.
La capacità di trasporto del TTPC, il gasdotto di importazione dall'Algeria, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1° aprile 2008 e 3,3 miliardi dal 1° ottobre 2008, con investimenti previsti di 345 milioni di euro; sarà conseguentemente resa disponibile la capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia. La prima tranche di potenziamento è stata assegnata a terzi nel novembre 2005.
La capacità di trasporto del TAG, il gasdotto di importazione dalla Russia, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1° ottobre 2008 e 3,3 miliardi dal 1° aprile 2009, con investimenti previsti di 275 milioni di euro. La prima tranche di potenziamento è stata assegnata a terzi nel febbraio 2006.
Considerata anche l'entrata a regime nel 2006 delle importazioni dalla Libia attraverso il Greenstream (8 miliardi di metri cubi/anno), nonché l'adeguamento in corso di realizzazione della capacità di trasporto del gasdotto TAG, a fronte del *build-up* del IV contratto di importazione gas dalla Russia (+4 miliardi di metri cubi/anno dal 2007), dal 2009 saranno disponibili complessivamente circa 25 miliardi di metri cubi/anno di nuova capacità di importazione; salvo i 4 miliardi legati al *build-up* del IV contratto russo, questa nuova capacità è stata (14,4 miliardi di metri cubi) o sarà (6,6 miliardi di metri cubi) messa a disposizione del mercato con procedure di vendita non discriminatorie.

Accordo Eni - Gazprom/Gazexport
Nell'ottobre 2005 Eni e Gazprom hanno concordato di promuovere nuovi accordi, in corso di negoziazione, per una collaborazione più ampia tra le due società, superando così le precedenti intese di metà 2005 (per il cui contenuto v. Relazione semestrale di Eni al 30 giugno 2005 - Andamento operativo - Gas & Power - Accordo Eni-Gazprom/Gazexport).

Vendita del *business* idrico
Nel marzo 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Italgas ha ceduto il pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85 milioni di euro (euro 15,57 per azione).
Nel maggio 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Italgas ha ceduto la partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA alla Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro.
Le cessioni si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Acquisto della Siciliana Gas
In data 28 dicembre 2005 è stato stipulato il contratto di acquisto, per il corrispettivo di 98 milioni di euro, del 50% delle azioni della Siciliana Gas SpA e di 1 azione della Siciliana Gas Vendite SpA possedute dall'Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione (ESPI). Il 1° febbraio 2006, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha autorizzato l'operazione. Con l'acquisto Eni diverrà azionista unico della Siciliana Gas SpA e possiederà direttamente e tramite la Siciliana Gas il 100% delle azioni della Siciliana Gas Vendite SpA.
La Siciliana Gas SpA è attiva nel settore della distribuzione del gas naturale nell'isola dal 1979 ed è titolare delle concessioni per la distribuzione del gas in 76 comuni, tra i quali Agrigento, Enna, Trapani e Gela, di cui 70 in esercizio, con una rete di circa 2.600 chilometri e 186 dipendenti. Controlla la Siciliana Gas Vendite SpA, attiva nella vendita del gas naturale al mercato finale con circa 215 mila clienti, vendite di circa 190 milioni di metri cubi/anno e 50 dipendenti.

Toscana Energia SpA
Il 24 gennaio 2006, Eni, Italgas e i soci pubblici di Fiorentina Gas SpA e di Toscana Gas SpA, hanno sottoscritto l' Accordo Quadro per lo sviluppo dell'alleanza nei settori della distribuzione e della vendita gas. Contestualmente è stato sottoscritto anche l'atto costi-

tutivo di Toscana Energia SpA, cui sono state conferite le partecipazioni possedute dai soci nelle società di distribuzione Fiorentina Gas e Toscana Gas. Le due società sono attive in 97 Comuni con una rete di distribuzione di 7.900 chilometri e con 1,6 milioni di clienti.
Toscana Energia SpA, con 120 milioni di capitale sociale, posseduto per il 51,3% da 90 Comuni toscani e da alcune banche locali e per il 48,7% da Italgas, è azionista totalitario delle due società di distribuzione che, in base al citato Accordo Quadro, saranno incorporate entro due anni. La parte pubblica di Toscana Energia SpA svolge il ruolo di indirizzo strategico e controllo; a Italgas è attribuito il ruolo di *partner* industriale con le relative responsabilità operative e gestionali.
Nell'ambito del citato Accordo, è prevista inoltre la costituzione di un'unica società regionale di vendita (600 mila clienti, 1,1 miliardi di metri cubi di gas venduti in 147 Comuni toscani), con maggioranza azionaria posseduta da Eni, attraverso la fusione della Toscana Gas Clienti SpA, posseduta dall'Italgas con il 46,1% e dai comuni toscani con il restante 53,9%, e della Fiorentina Gas Clienti SpA (100% Eni).

Regolamentazione

Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TTPC
Il 15 febbraio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni 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 da 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 SpA, tramite la propria controllata TTPC, costituisce abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. L'Autorità ha pertanto inflitto a 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.
La società intende presentare ricorso avverso il provvedimento dell'Autorità avanti al Tribunale Amministrativo del Lazio.

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibera n. 248/2004 e delibera n. 298/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas con delibera n. 248 del 29 dicembre 2004 ha inteso modificare la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002 relativa alle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come clienti non idonei. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) variazioni della componente materia prima, ridotte a un valore pari al 75%, qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni – qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente – determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del greggio Brent in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,26 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005. Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.
Eni, così come molti altri operatori e associazioni di categoria, ha presentato ricorso al giudice amministrativo avverso la delibera 248/2004 ritenendola illegittima. Con sentenza n. 3711 depositata il 6 ottobre 2005 il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/2004 nei confron-

ti di Eni. L'Autorità ha proposto appello contro la predetta sentenza, chiedendone la sospensione; l'udienza per la discussione della sospensione è fissata al 4 aprile 2006. Il 21 marzo 2006 sono state discusse nel merito di fronte al Consiglio di Stato le sentenze di identico contenuto del TAR per la Lombardia pronunciate nei confronti di Anigas e di Hera Trading SpA (sentenza sospesa dal Consiglio di Stato con ordinanza n. 4921 del 14 ottobre 2005). Eni è intervenuta ad adiuvandum nell'appello davanti al Consiglio di Stato sulla sentenza Hera Trading. Con dispositivo in data 21 marzo 2006, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello sulla sentenza Hera Trading. Con dispositivo in pari data è stato dichiarato improcedibile l'appello principale sulla sentenza Anigas, rimettendo all'esame dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato l'appello proposto da Adiconsum intervenuta nel giudizio.

L'Autorità il 29 dicembre 2005 ha pubblicato la delibera n. 298/2005 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 248/2004 in forza della sospensiva ottenuta sulla sentenza Hera Trading. Avverso tale provvedimento Eni ha presentato ricorso davanti al TAR per la Lombardia per ottenerne l'annullamento previa sospensiva. Con ordinanza n. 255 del 31 gennaio 2006 il TAR per la Lombardia ha sospeso nei confronti di Eni SpA la delibera 298/2005, in attesa della decisione del Consiglio di Stato sul ricorso avverso la delibera 248/2004. Analoghe ordinanze di sospensione sono state pronunciate sui ricorsi di tutti gli altri operatori che hanno impugnato la delibera. Il 28 febbraio il Consiglio di Stato, con ordinanza 1076/2006, ha accolto il ricorso dell'Autorità e ha riformato l'ordinanza di sospensione resa nei confronti di uno degli operatori (la Soenergy SpA).

Richieste di informazioni sui prezzi - Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera n. 107/2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione amministrativa nei confronti di Eni SpA 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 che richiedeva la trasmissione all'Autorità di informazioni, tra le quali in particolare: (i) date e controparte di ciascun contratto di importazione; (ii) prezzi base di acquisto FOB; (iii) le formule di aggiornamento dei prezzi di acquisto; (iv) 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 188/2004 Eni ha proposto ricorso avanti al TAR per la Lombardia che, con sentenza del 22 marzo 2005, ha annullato la delibera 188/2004 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 188/2004 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 la delibera 107/2005 in oggetto l'Autorità ha ritenuto le informazioni trasmesse da Eni, con la citata lettera del 14 maggio 2005, non sufficienti a ottemperare alla delibera 188/2004 e ha aperto un'istruttoria che è anco-

ra in corso. La legge 481/1995 prevede che in caso di inosservanza dei propri provvedimenti, l'Autorità possa irrogare sanzioni pecuniarie comprese tra un minimo di 25 mila e un massimo di 150 milioni di euro. 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.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali

Con delibera 28 ottobre 2005, n. 225, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sul comportamento commerciale posto in essere dalle società esercenti attività di vendita di gas naturale ai clienti finali nell'acquisizione di nuovi clienti o nella riacquisizione di clienti trasferiti ad altro venditore, nonché sull'esistenza di barriere poste in essere dai distributori che ostacolano l'uscita del cliente finale o l'entrata di un operatore concorrente della società di vendita societariamente collegata o controllata. L'istruttoria ha lo scopo di verificare i presupposti per l'eventuale adozione di interventi di competenza dell'Autorità. Il termine per la conclusione dell'istruttoria è fissato al 31 luglio 2006.

Eni SpA - GNL Italia SpA

Il 18 novembre 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni e alla controllata GNL Italia l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria sono relativi all'assegnazione e all'utilizzo dell'intera capacità continua di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia (di GNL Italia), in relazione agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004 e risalgono a un'istruttoria avviata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e conclusasi con una segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Il termine per la chiusura dell'istruttoria è fissato al 31 ottobre 2006.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità con la delibera n. 137/2002 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale di gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera Eni ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato da Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato a Eni il 19 febbraio 2004, si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006

Con delibera 23 febbraio 2006, n. 37, 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.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti 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) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. Il 2005 chiude il secondo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 71% dei consumi nazionali di gas naturale, e il primo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Attività di trasporto

Delibera n. 166/2005
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera 29 luglio 2005, n. 166 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il secondo periodo regolatorio di quattro anni termici (1° ottobre 2005-30 settembre 2009). Il nuovo impianto tariffario conferma l'articolazione della tariffa di trasporto nelle due componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto 70/30 e il modello tariffario *entry-exit* per la determinazione del corrispettivo *capacity* sulla rete nazionale di gasdotti già presenti nel precedente regime tariffario stabilito dalla delibera 120/2001.

Le principali novità del nuovo regime tariffario sono:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito dal 7,94% al 6,7% pre-tasse;
- il riconoscimento di incentivi ai nuovi investimenti. Nel precedente regime tariffario la remunerazione riconosciuta agli investimenti di estensione e di incremento della capacità era pari al 7,47% applicato per un solo anno al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e nella misura del 4,98% applicato per sei anni al fine del calcolo della componente *commodity*. Il nuovo regime tariffario prevede che i nuovi investimenti siano remunerati a un tasso di remunerazione del capitale che, rispetto a quello riconosciuto al capitale esistente, risulta maggiorato di una componente aggiuntiva, differenziata in funzione della tipologia dell'investimento. Tale remunerazione aggiuntiva varia da un minimo dell'1% per gli investimenti destinati alla sicurezza che non comportano incrementi di capacità, applicato per 5 anni, a un massimo del 3% per gli investimenti che aumentano la capacità in corrispondenza dei punti d'ingresso al sistema nazionale di trasporto, applicato per 15 anni. La remunerazione aggiuntiva sui nuovi investimenti contribuisce alla determinazione del vincolo sui ricavi al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e pertanto non è influenzata dalla variazione dei volumi trasportati;
- l'aggiornamento tramite *price cap* della parte del vincolo sui ricavi riconducibile ai costi operativi e quote di ammortamento (in precedenza era applicato al totale del vincolo) e ricalcolo annuale della parte riconducibile ai costi di capitale. È stato confermato al 2% il tasso annuale prefissato di recupero della produttività che riduce l'effetto della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo nell'aggiornamento del vincolo dell'anno precedente;
- la riduzione dal 4,5% al 3,5% del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività al fine dell'aggiornamento della componente *commodity* della tariffa;
- l'eliminazione dalla tariffa del corrispettivo fisso di abbonamento, sostituito da un corrispettivo per la misura, determinato in modo tale da incentivare l'attività di misura e rilevazione dati;
- sono state confermate le disposizioni delle delibere 5/2005 e 6/2005 che prevedono una riduzione tariffaria in caso di avviamenti (realizzazione/potenziamento di impianti a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica) e di prelievi nel periodo fuori punta (dal 1° maggio al 31 ottobre).

Le imprese esercenti l'attività di trasporto di gas naturale sottopongono all'approvazione dell'Autorità le proposte tariffarie formulate nel rispetto dei criteri definiti dalla delibera entro il 31 marzo di ogni anno.

Legge finanziaria per il 2006

La legge 266/2005 (Legge finanziaria 2006) ha prorogato dal 1° luglio 2007 al 31 dicembre 2008 il termine fissato dal D.L. 239/2003 convertito con modificazioni dalla legge 290/2003, che non consente alle 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. Al 31 dicembre 2005 Eni possiede il 50,05% del capitale sociale di Snam Rete Gas.

Nuovi criteri fiscali per la determinazione degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento deducibile ai fini delle imposte sul reddito delle immobilizzazioni materiali utilizzate per l'esercizio dell'attività di distribuzione e trasporto di gas naturale sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248, e dalla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, prima calcolata sulla base dei coefficienti previsti dal decreto del Ministro delle finanze del 31 dicembre 1988, si determina ora dividendo il costo al lordo del fondo di ammortamento per gli anni di vita utile determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e riducendo il risultato così ottenuto del 20%. L'allungamento della vita fiscale comporta l'anticipazione del pagamento delle imposte correlate al rinvio nel tempo della deducibilità degli ammortamenti senza produrre impatti sul conto economico delle società del Gruppo interessate (principalmente Snam Rete Gas e Italgas), salvo gli oneri finanziari connessi a tale anticipazione.

Attività di distribuzione

Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investito delle imprese di distribuzione (contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione). Il tasso di recupero della produttività – una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe – è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Su ricorso di alcune società di distribuzione, il 16 febbraio 2005 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (TAR) ha annullato la delibera n. 170/2004 nella parte in cui definisce criteri che: (i) non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004; (ii) prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, con decisione sul merito, ha confermato la predetta sentenza del TAR per la Lombardia.

In ottemperanza della predetta sentenza del TAR del febbraio 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas: (i) con la delibera 21 giugno 2005 n. 122 ha integrato e modificato la delibera n. 170/2004 definendo nuove modalità di determinazione delle tariffe di distribuzione che tengono conto degli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione; (ii) con la delibera 3 agosto 2005 n. 171/2005 ha definito le modalità applicative del regime individuale di cui alle delibere n. 170/2004 e n. 173/2004.

Attività di rigassificazione

Delibera n. 197/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (tariffe di rigassificazione)

Con delibera n. 197/2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia SpA per il servizio di rigassificazione del GNL del terminale di Panigaglia, relativa all'anno termico 1° ottobre 2005-30 settembre 2006. L'Autorità ha determinato d'ufficio le tariffe asserendo l'incoerenza della proposta tariffaria di GNL Italia SpA con i criteri fissati dalla delibera 178/2005. Avverso tale delibera, GNL Italia SpA, nel dicembre 2005, ha presentato ricorso amministrativo avanti al TAR per la Lombardia.

La tariffa per il servizio di rigassificazione, sia esso continuativo o su base *spot*, include un "corrispettivo unitario di impegno" associato alle capacità di rigassificazione

impegnate contrattualmente, un "corrispettivo unitario" associato ai volumi trattati e due corrispettivi specifici associati all'energia associata ai gas rigassificati. Il corrispettivo di impegno del servizio di rigassificazione su base *spot* è scontato del 30% rispetto a quello su base continuativa.

ENERGIA ELETTRICA

Il *business* dell'energia elettrica è svolto da EniPower e sue società controllate che possiedono le centrali elettriche situate presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata al 31 dicembre 2005 di 4,5 gigawatt (+1,3 gigawatt rispetto al 2004).

Eni sta completando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2009 una potenza in esercizio di 5,5 gigawatt con una produzione dal 2008 di 30 terawattora, corrispondenti a oltre il 10% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,4 miliardi di euro, di cui circa 1,8 già realizzati.

I nuovi impianti utilizzano la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. L'EniPower stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 30 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

Il programma di sviluppo è stato completato con esclusione della centrale di Ferrara (Eni 51%) dove in *partnership* con la società EGL AG (Svizzera), è stata avviata la realizzazione di due nuovi cicli combinati da 390 megawatt ciascuno che porteranno la capacità installata della centrale di Ferrara a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nel 2007.

Nel 2005 la produzione venduta di energia elettrica (22,8 terawattora) è aumentata di 8,9 terawattora rispetto al 2004, pari al 64,4%, essenzialmente a seguito dell'entrata in esercizio dei nuovi gruppi di potenza delle centrali di Mantova (+3,9 terawattora) e di Brindisi (+1,9 terawattora), nonché della piena marcia commerciale delle centrali di Ravenna (+1,6 terawattora) e di Ferrera Erbognone (+1,1 terawattora). Inoltre sono stati acquistati 4,8 terawattora da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10,7 milioni di tonnellate) sono aumentate di 620 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 6,2%. Le vendite sono ripartite come segue: 57% a clienti finali, 28% Borsa dell'elettricità, 8% GRTN/Terna (per contratti CIP 6/92 e sbilanciamenti in immissione) e 7% grossisti. Tutto il vapore è stato venduto a clienti utilizzatori finali.

Investimenti tecnici

Nel 2005 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.152 milioni di euro; 1.451 milioni di euro nel 2004) riguardano in particolare: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (643 milioni di euro); (ii) la prosecuzione del programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (239 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione in Italia (182 milioni di euro); (iv) lo sviluppo della rete di trasporto estero (48 milioni di euro). La riduzione di 299 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 20,6%, è conseguente al completamento del progetto Greenstream e alla finalizzazione del programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

		2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	940	2.617	**4.384**	1.767	67,5
Altri combustibili	(migliaia di tep)	847	695	**563**	(132)	(19,0)
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	5,55	13,85	**22,77**	8,92	64,4
Trading di energia elettrica	(terawattora)	3,10	3,10	**4,79**	1,69	54,5
Vapore	(migliaia di tonnellate)	9.303	10.040	**10.660**	620	6,2

Refining & Marketing

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi [1]	26.089	33.732
Utile operativo	1.080	1.857
Utile operativo a valori correnti	687	793
Utile operativo *adjusted*	923	1.214
Investimenti tecnici	693	656
Dipendenti a fine periodo (numero)	9.224	8.894

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› In un contesto di mercato caratterizzato dal calo dei consumi nazionali di carburanti, la quota di mercato della rete a marchio Agip è aumentata di 0,2 punti percentuali (dal 29,5 al 29,7%) per effetto del maggiore livello di efficienza della rete, anche in relazione al successo dell'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che al 31 dicembre 2005 ha 3,8 milioni di aderenti

› È stata venduta la partecipazione totalitaria nella società Italiana Petroli SpA, attiva nella distribuzione di carburanti sul mercato nazionale attraverso una rete di stazioni di servizio convenzionata con il marchio IP

› Nonostante la flessione dei consumi, le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa (3,67 milioni di tonnellate) sono aumentate del 6% per effetto della strategia di sviluppo selettivo attuata in mercati con interessanti opportunità di crescita dove Eni ha fatto leva sulla notorietà del marchio e sulla vicinanza delle proprie strutture produttive e logistiche

› I volumi lavorati in conto proprio (38,79 milioni di tonnellate) sono aumentati del 2,9% nonostante l'impatto nei primi mesi dell'anno della fermata della raffineria di Gela in conseguenza di una forte mareggiata che ha danneggiato le infrastrutture portuali

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2005 sono stati acquistati 66,48 milioni di tonnellate di petrolio (67,05 milioni nel 2004), di cui 37,30 milioni dal settore Exploration & Production[1], 14,85 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 14,33 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Occidentale, 19% dall'Africa Settentrionale, 17% dai Paesi della CSI, 16% dal Medio Oriente, 14% dal Mare del Nord, 7% dall'Italia e 3% da altre aree. Sono state commercializzate 31,07 milioni di tonnellate di petrolio con una diminuzione di 1,32 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 4,1%. Sono state acquistate 3,58 milioni di tonnellate di semilavorati (3,10 milioni nel 2004) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16,21 milioni di tonnellate di prodotti (18,8 milioni nel 2004) destinati ai mercati esteri (11,24 milioni di tonnellate) e alla vendita sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (4,97 milioni di tonnellate).

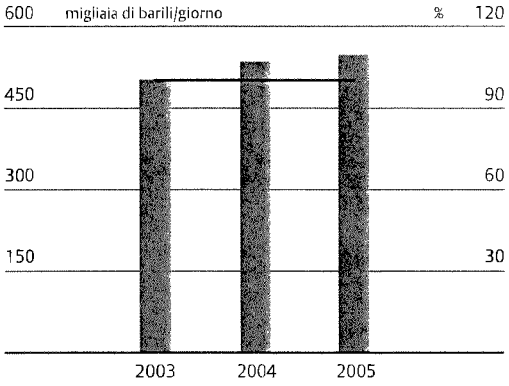
(1) Il settore Refining & Marketing acquista i due terzi circa dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono ottimali alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

Approvvigionamento di greggi (milioni di tonnellate)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Produzione Eni estero	29,38	31,70	**32,86**	1,16	3,7
Produzione Eni nazionale	4,18	4,03	**4,44**	0,41	10,2
Totale produzione Eni	33,56	35,73	37,30	**1,57**	**4,4**
Acquisti *spot*	12,20	11,42	**14,33**	2,91	25,5
Contratti a termine	17,60	19,90	**14,85**	(5,05)	(25,4)
	63,36	**67,05**	66,48	(0,57)	(0,9)

Raffinazione

Nel 2005 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero sono state di 38,79 milioni di tonnellate con un aumento di 1,10 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,9% dovuto alle maggiori lavorazioni sulle raffinerie interamente possedute di Taranto, Livorno e Sannazzaro, anche in relazione a minori fermate per manutenzione. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata generale per manutenzione della raffineria di Porto Marghera, nonché dalle minori lavorazioni sulla raffineria di Gela per i danni alle infrastrutture di attracco causati dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004. In aumento le lavorazioni sulle raffinerie di terzi, in particolare sulla raffineria di Milazzo (Eni 50%). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà (27,34 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,59 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,2%, con il pieno utilizzo della capacità bilanciata. Il 32,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni (33% nel 2004).

Lavorazioni complessive e indice utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute in Italia



Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2005 le vendite di prodotti petroliferi (51,63 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,91 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 3,6%, per effetto essenzialmente della dismissione nell'agosto 2004 delle attività in Brasile (1,51 milioni di tonnellate), delle minori vendite a compagnie petrolifere e a *trader* all'estero (-305 mila tonnellate), nonché della flessione registrata nelle vendite in Italia sull'extrarete (-220 mila tonnellate) e sulla rete a marchio Agip (-130 mila tonnellate) in relazione alla diminuzione dei consumi nazionali. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete nel resto d'Europa (+357 mila tonnellate) a seguito della strategia di espansione attuata.

L'impatto della dismissione del 100% della IP con efficacia dal 1° settembre 2005 (-750 mila tonnellate sulla rete) è stato parzialmente compensato dalle maggiori forniture alla stessa società (+650 mila tonnellate) effettuate da Eni in forza del contratto quinquennale stipulato all'atto della cessione.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	25,09	26,75	**27,34**	0,59	2,2
Lavorazioni in conto terzi	(1,72)	(1,50)	**(1,70)**	(0,20)	13,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,43	8,10	**8,58**	0,48	5,9
Consumi e perdite	(1,64)	(1,64)	**(1,87)**	(0,23)	14,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	30,16	31,71	32,35	0,64	2,0
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,86	5,07	**4,85**	(0,22)	(4,3)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,19)	(5,03)	**(5,82)**	(0,79)	15,7
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,07)	(1,06)	**(1,09)**	(0,03)	2,8
Prodotti venduti	29,76	30,69	30,29	(0,40)	(1,3)
Estero					
Prodotti disponibili da lavorazioni	3,36	4,04	4,33	0,29	7,2
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	12,12	13,78	**11,19**	(2,59)	(18,8)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,19	5,03	**5,82**	0,79	15,7
Prodotti venduti	20,67	22,85	21,34	(1,51)	(6,6)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	50,43	53,54	51,63	(1,91)	(3,6)

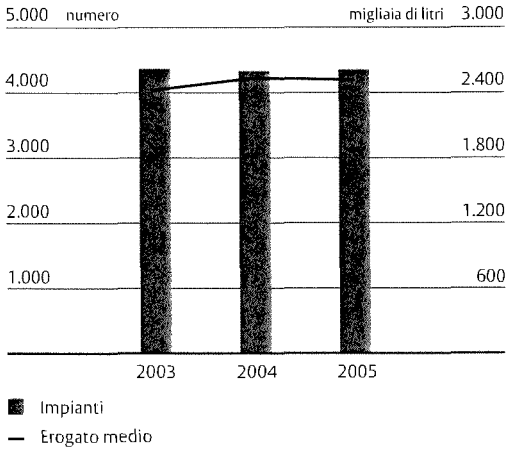
Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Italia (10,05 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,88 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari all'8,1%, a seguito essenzialmente della dismissione della IP. Le vendite sulla rete a marchio Agip (8,76 milioni di tonnellate) sono diminuite di 130 mila tonnellate, pari all'1,5%, per effetto essenzialmente della riduzione dei consumi nazionali (-1,9%), riferita in particolare alla benzina e al GPL, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza della rete. La quota di mercato della rete a marchio Agip è aumentata di 0,2 punti percentuali, passando dal 29,5 al 29,7%; l'erogato medio della rete a marchio Agip (2.509 mila litri riferito a benzina e gasolio) è rimasto sostanzialmente invariato (-0,7%).

Al 31 dicembre 2005 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.349 stazioni di servizio (tutte a marchio Agip) con una riduzione di 2.895 unità rispetto al 31 dicembre 2004 (7.244 unità) per effetto della dismissione della IP (2.915 unità). Escluso l'impatto della cessione della IP le stazioni di servizio della rete a marchio Agip aumentano di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2004 a seguito del saldo positivo derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento (27 unità), dall'apertura di nuove stazioni di servizio (12 unità) e dall'aumento delle stazioni di servizio autostradali (2 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a erogato più basso (21 unità).

Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 1 miliardo di litri con una diminuzione di circa il 13% rispetto al 2004 per effetto essenzialmente della crescente attenzione da parte dei clienti al prezzo del carburante in un contesto generale di prezzi ai massimi storici. A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono oltre 4.000 (circa 3.900 a fine 2004), pari a circa il 92% del totale.

Stazioni di servizio a marchio Agip ed erogato medio



Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state di 150 milioni di litri. A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 1.719 (circa 1.000 a fine 2004), pari a circa il 39% del totale.

È proseguita con successo l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede l'accredito di punti-premio su una *fidelity card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carburanti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori bonus per i clienti più fedeli. A fine 2005 le *card* attive sono circa 3,8

milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 9% rispetto al 2004. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 37% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 30% dell'erogato complessivo della rete a marchio Agip.

Vendita della Italiana Petroli SpA

A seguito dell'autorizzazione del 25 agosto 2005 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, il 6 settembre 2005 Eni ha venduto il 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della IP all'api – anonima petroli italiana SpA – per il corrispettivo di 190 milioni di euro, soggetto a un conguaglio corrispondente alla variazione del patrimonio netto della IP tra il 31 dicembre 2004 e il 31 agosto 2005. Nell'ambito dell'accordo con l'api, sono stati stipulati: (i) un contratto quinquennale di fornitura carburanti che prevede l'impegno della IP ad acquistare da Eni quantitativi prestabiliti, per ciascun anno contrattuale; (ii) un contratto della durata di 18 mesi di fornitura di lubrificanti e di servizi di trasporto carburanti dai depositi alle stazioni di servizio.

Vendite rete resto d'Europa

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete al resto d'Europa (3,67 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,20 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)

	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Rete	10,99	10,93	**10,05**	(0,88)	(8,1)
- a marchio Agip	*8,99*	*8,88*	**8,75**	*(0,13)*	*(1,5)*
- a marchio IP	*2,00*	*2,05*	**1,30**	*(0,75)*	*(6,6)*
Extrarete	10,35	10,70	**10,48**	(0,22)	(2,1)
	21,34	21,63	**20,53**	(1,1)	(5,1)
Petrolchimica	2,79	3,05	**3,07**	0,02	0,7
Altre vendite [1]	5,63	6,01	**6,69**	0,68	11,3
Vendite in Italia	29,76	30,69	**30,29**	(0,4)	(1,3)
Rete resto d'Europa	3,02	3,47	**3,67**	0,2	5,8
Rete Africa e Brasile	1,18	0,57		(0,57)	(100,0)
Extrarete	6,01	5,30	**4,50**	(0,80)	(15,1)
	10,21	9,34	**8,17**	(1,17)	(12,5)
Altre vendite [1]	10,46	13,51	**13,17**	(0,34)	(2,5)
Vendite all'estero	20,67	22,85	**21,34**	(1,51)	(6,6)
	50,43	53,54	**51,63**	(1,91)	(3,6)

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, le vendite a società petrolifere e le vendite di MTBE.

5,8%, in particolare in Germania, Spagna e Repubblica Ceca a seguito dell'aumento delle stazioni di servizio e della maggiore efficienza, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione della domanda di carburanti. Al 31 dicembre 2005 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.933 stazioni di servizio con un aumento di 37 unità rispetto al 31 dicembre 2004 dovuto in particolare alle acquisizioni di stazioni di servizio, prevalentemente tramite contratti di convenzionamento, in Spagna, Francia e Germania. L'erogato medio (2.427 mila litri) è aumentato dell'1,4%.

Vendite sul mercato extrarete

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia (10,48 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,22 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,1%, a seguito essenzialmente del calo dei consumi nazionali e delle minori vendite di olio combustibile al settore termoelettrico per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali.

Le vendite sul mercato extrarete all'estero (4,50 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,80 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 15,1%, essenzialmente per le minori vendite di GPL in relazione alla dismissione delle attività in Brasile, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite nel resto d'Europa, in particolare nell'Europa Centro-Orientale a fronte di flessioni registrate in Germania e Spagna.

Le altre vendite (22,93 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,36 milioni di tonnellate, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Italia in relazione alle forniture alla IP (+650 mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite a compagnie petrolifere e a *trader* all'estero (-305 mila tonnellate).

Investimenti tecnici

Nel 2005 gli investimenti del settore Refining & Marketing (656 milioni di euro; 693 milioni nel 2004) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e logistica (349 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui il completamento dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e la realizzazione di nuove stazioni di servizio in Italia (154 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e, in misura minore, l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (71 milioni di euro). Rispetto al 2004, gli investimenti tecnici sono diminuiti di 37 milioni di euro, pari al 5,3%, a seguito essenzialmente del sostanziale completamento del citato impianto presso la raffineria di Sannazzaro.

Petrolchimica

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi [1]	5.331	6.255
Utile operativo	320	202
Utile operativo a valori correnti	277	183
Utile operativo *adjusted*	263	261
Investimenti tecnici	148	112
Dipendenti a fine periodo (numero)	6.565	6.462

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2005 le vendite di prodotti petrolchimici (5.376 mila tonnellate) sono aumentate di 189 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 3,6%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite registrate nei *business* intermedi (+13%), olefine (+8,8%) e aromatici (+6%), in relazione al buon andamento della domanda, alla maggiore disponibilità di prodotto e alla circostanza che nel primo trimestre del 2004 le vendite di intermedi, in particolare di fenolo e acetone, registrarono una flessione dovuta a un incidente occorso alla banchina di Porto Torres. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate nei *business*: (i) elastomeri (-4,5%) per effetto essenzialmente della fermata dell'impianto di gomme policloropreniche di Champagnier; (ii) stirenici (-2,6%) per effetto essenzialmente di fermate e di chiusure; (iii) polietileni (-2,3%), in relazione alla debolezza della domanda di LDPE e LLDPE.

Al 31 dicembre 2005 la rete commerciale copriva 17 paesi con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 51% in Italia, per il 44% nel resto dell'Europa e per il rimanente 5% nel resto del mondo (rispettivamente 54%, 40% e 6% nel 2004).

Le produzioni (7.282 mila tonnellate) sono aumentate di 164 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,3%, in particolare nella petrolchimica di base. La capacità produttiva nominale è diminuita dell'1,8% rispetto al 2004 a seguito essenzialmente della revisione delle capacità

nominali del *cracker* e del polietilene di Gela, e della chiusura degli impianti DMC e ABS di Ravenna. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è aumentato di oltre tre punti percentuali, passando dal 75,2% al 78,4%, per effetto essenzialmente delle minori fermate per manutenzioni programmate.
Il 35,8% della produzione è stata destinata al ciclo interno (36,7% nel 2004). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 23% del fabbisogno dell'anno (22% nel 2004).
I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di Eni sono aumentati in media del 12%; con incrementi in tutte le aree di *business*. Gli aumenti più sostenuti si registrano: (i) nelle Olefine (+24,3%) in particolare il butadiene (+40,1%) e il propilene (+27,1%), l'etilene (+16,4%) risente della flessione del terzo trimestre; (ii) negli Elastomeri (+18%) in particolare le gomme stirolo-butadiene (+24,8%), le gomme polibutadiene (+23,5%) e le gomme EPR (+18%), per effetto del trasferimento sui prezzi dell'elevato costo delle materie prime; (iii) nei Polietileni (+13,9%) riferito a tutti i prodotti, in particolare all'EVA (+17,4%); (iv) negli Intermedi (+5,7%) in particolare l'acetone (+10,4%) che recupera il maggior costo del propilene; (v) negli Aromatici (+5,6%) per effetto dell'aumento degli xileni (+12,8%), in diminuzione il benzene (-4,1%); (vi) negli Stirenici (+4%) per effetto dell'aumento dell'ABS/SAN (+9,2%) e del polistirolo compatto (+6,4%), in diminuzione il polistirolo espandibile (-3,3%).

Andamento per *business*

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (3.022 mila tonnellate) sono aumentate di 256 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 9,3%, a seguito dell'incremento registrato in tutti i *business*.
Nelle olefine (+8,8%) sono aumentate le vendite di etilene (+10,7%), propilene (+5,8%) e di butadiene (+33,6%), quest'ultimo per effetto della forte richiesta proveniente dall'Estremo Oriente. Negli aromatici (+6%) sono aumentate le vendite dei prodotti più remunerativi, paraxilene (+13,5%) e metaxilene (+35,1%), trainate da un mercato particolarmente positivo. Negli intermedi (+13%) sono aumentate in particolare le vendite di fenolo (+16,7%) e di acetone (+11,1%), in relazione al buon andamento della domanda e alla circostanza che nel primo trimestre del 2004 le vendite registrarono una flessione dovuta a un incidente occorso alla banchina di Porto Torres.
Le produzioni (4.450 mila tonnellate) sono aumentate di 214 mila tonnellate, pari al 5,1%, a seguito dell'incremento registrato in tutti i *business* (olefine +3,8%; aromatici +8,4%; intermedi +7%). La maggiore produzione di olefine è stata ottenuta principalmente nei *cracker* di Brindisi (+19,9%), di Dunkerque (+12%) e di Priolo (+8,1%). Le riduzioni hanno riguardato il *cracker* di Gela (-26,7%), che ha marciato costantemente a una linea, e Porto Marghera (-13,2%) a seguito della fermata per manutenzione programmata.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	4.014	4.236	**4.450**	214	5,1
Stirenici ed Elastomeri	1.634	1.606	**1.523**	(83)	(5,2)
Polietileni	1.259	1.276	**1.309**	33	2,6
Produzioni	6.907	7.118	**7.282**	**164**	2,3
Consumi di monomeri	(2.651)	(2.616)	**(2.606)**	10	(0,4)
Acquisti e variazione rimanenze	1.010	685	**700**	15	2,2
	5.266	5.187	**5.376**	**189**	3,6

Vendite (migliaia di tonnellate)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	2.704	2.766	**3.022**	256	9,3
Stirenici ed Elastomeri	1.171	1.038	**1.003**	(35)	(3,4)
Polietileni	1.391	1.383	**1.351**	(32)	(2,3)
	5.266	**5.187**	**5.376**	**189**	3,6

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (581 mila tonnellate) sono diminuite di 16 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,6%, essenzialmente per la minore disponibilità di ABS/SAN (-23,6%), a seguito della chiusura a fine aprile dell'impianto di Ravenna e della minore disponibilità di prodotto per incidenti tecnici causati dai *black out* elettrici verificatesi nel polo produttivo di Mantova nell'ultimo trimestre dell'anno. Questa flessione è stata parzialmente compensata dall'aumento del 2,8% delle vendite di polistirolo espandibile a seguito della forte crescita della domanda in Europa Orientale, in particolare per l'incremento dei consumi registrato nei settori dell'isolamento per l'edilizia e del *packaging* industriale.

Le vendite di elastomeri (422 mila tonnellate) sono diminuite di 19 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 4,5%, per effetto essenzialmente della fermata dell'impianto di gomme policloropreniche di Champagnier e della flessione delle vendite di gomme SBR (-12,7%) e TPR (-2,5%) a seguito del rallentamento del mercato e della crisi del settore calzaturiero. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'aumento delle quantità vendute di gomme EPR (+19,6%) e di lattici (+7,5%) per il buon andamento della domanda.

Le produzioni di stirenici (1.048 mila tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate, pari al 6,3%, per effetto essenzialmente delle chiusure e delle fermate di impianti.

Le produzioni di elastomeri (475 mila tonnellate) sono diminuite di 13 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto essenzialmente delle fermate di impianti e della flessione della domanda di gomme SBR (-4,8%) e BR (-4,2%). In aumento le produzioni di gomme EPR (+13,7%) e di lattici (+11%), in linea con l'andamento della domanda.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.351 mila tonnellate) sono diminuite di 32 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,3%, a seguito del rallentamento della domanda che ha riguardato tutti i prodotti, in particolare l'LDPE (-3,4%) e l'LLDPE (-1,9%), anche per effetto della crescente concorrenza da parte di prodotto di importazione.

Le produzioni (1.309 mila tonnellate) sono aumentate di 33 mila tonnellate, pari al 2,6%, a seguito essenzialmente delle maggiori quantità prodotte di LLDPE (+8%), in relazione alla flessibilità dell'impianto di Brindisi che ha marciato a LLDPE nella linea dedicata all'alta pressione. Per contro le produzioni di HDPE sono diminuite del 6%.

Investimenti tecnici

Nel 2005 gli investimenti tecnici (112 milioni di euro; 148 milioni nel 2004) hanno riguardato in particolare interventi di mantenimento (37 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria e ciclica (27 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (25 milioni di euro), nonché interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica e razionalizzazione (23 milioni di euro).

Ingegneria e Costruzioni

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi [1]	5.696	5.733
Utile operativo	203	307
Investimenti tecnici	186	349
Dipendenti a fine periodo (numero)	25.819	28.684

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Acquisto di Snamprogetti da parte di Saipem

Il 24 febbraio 2006 è stata definita la vendita alla Saipem della partecipazione totalitaria posseduta da Eni SpA nella Snamprogetti. L'esecuzione del contratto e il pagamento del corrispettivo sono avvenuti il 27 marzo. L'operazione consentirà la nascita di un *leader* mondiale nei servizi petroliferi per le attività *offshore* e *onshore* forte di circa 30 mila persone, di cui 6.500 ingegneri. L'integrazione di Saipem e Snamprogetti consentirà di accrescere il ruolo che le due società hanno nello sviluppo del *core business* di Eni.

Attività dell'anno

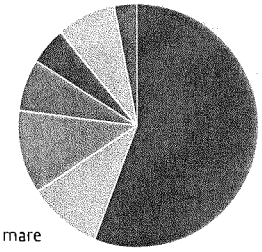
Ordini acquisiti e portafoglio ordini

Gli ordini acquisiti nel 2005 (8.188 milioni di euro) hanno riguardato per l'89,5% lavori da realizzare all'estero e per il 10,8% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2005 è di 9.964 milioni di euro (8.521 milioni di euro al 31 dicembre 2004); l'87,9% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 7% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

Nell'attività ingegneria, il portafoglio ordini aumenta di 1.236 milioni di euro a seguito in particolare del rilancio di molte iniziative sui mercati di riferimento.

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini a fine periodo

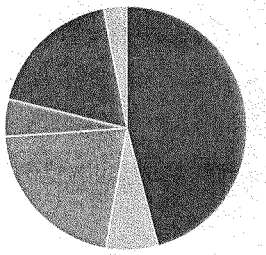
5.513 milioni di euro



- 56% Costruzioni mare
- 10% Costruzioni terra
- 11% *Leased FPSO*
- 7% Perforazioni mare
- 5% Perforazioni terra
- 8% GNL
- 3% Manutenzioni

Ingegneria: portafoglio ordini a fine periodo

4.451 milioni di euro



- 46% Oil & Gas
- 7% Raffinazione
- 21% Complessi chimici
- 5% *Field upstream facilities and pipeline*
- 18% Infrastrutture
- 3% Energia, ambiente e altri

Ordini acquisiti e portafoglio ordini	(milioni di euro)	2003	2004	2005
Ordini acquisiti		5.876	5.784	8.188
Costruzioni e perforazioni		4.298	4.387	4.735
Ingegneria		1.578	1.397	3.453
Percentuale ordini acquisiti per conto Eni	(%)	11	14	11
Percentuale ordini acquisiti all'estero	(%)	91	90	89
Portafoglio ordini		9.405	8.521	9.964
Costruzioni e perforazioni		5.225	5.306	5.513
Ingegneria		4.180	3.215	4.451
Percentuale portafoglio ordini per conto Eni	(%)	10	8	7
Percentuale portafoglio ordini acquisiti all'estero	(%)	81	84	88

CEPAV Uno e CEPAV Due

Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due Convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione).

Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. La realizzazione della linea ha raggiunto al 31 dicembre 2005 un avanzamento lavori pari al 71% del prezzo contrattuale, sostanzialmente in linea con gli impegni contrattuali assunti.

Relativamente alla tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE.

Il progetto definitivo sarà istruito da TAV, sottoposto all'esame della Conferenza di Servizi e approvato dal CIPE.

Infrastrutture SpA – la società costituita per reperire i finanziamenti necessari alla realizzazione delle opere previste dalla Legge Obiettivo – sta reperendo i fondi sia per la realizzazione dell'intera opera sia per le attività preliminari alla stipula del contratto al fine di ridurre i tempi di realizzazione.

Relativamente all'arbitrato intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, è ancora in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio arbitrale nel settembre 2004. Il termine per la pronuncia del lodo è stato conseguentemente rinviato al 30 ottobre 2006.

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria e Costruzioni (349 milioni di euro; +87,6% rispetto al 2004) riguardano essenzialmente l'attività Costruzioni e perforazioni (346 milioni di euro), in particolare per: (i) interventi di mantenimento e *upgrading* del parco mezzi; (ii) mezzi navali e attrezzature per contratti specifici, principalmente Kashagan; (iii) potenziamento delle strutture operative in Kazakhstan e nel West Africa; (iv) l'acquisto e l'avvio dei lavori di conversione della nave cisterna Margaux in unità *FPSO* che opererà in Brasile sul giacimento Golfinho 2.

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	57.545	**73.728**	16.183	28,1
Altri ricavi e proventi	1.377	**798**	(579)	(42,0)
Costi operativi	(41.592)	**(51.918)**	(10.326)	(24,8)
Ammortamenti e svalutazioni	(4.931)	**(5.781)**	(850)	(17,2)
Utile operativo	12.399	**16.827**	4.428	35,7
Oneri finanziari netti	(156)	**(366)**	(210)	(134,6)
Proventi netti su partecipazioni	820	**914**	94	11,5
Utile prima delle imposte	13.063	**17.375**	4.312	33,0
Imposte sul reddito	(5.522)	**(8.128)**	(2.606)	(47,2)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	7.541	**9.247**	1.706	22,6
Utile di terzi azionisti	(482)	**(459)**	23	4,8
Utile netto	7.059	**8.788**	1.729	24,5
Utile netto	7.059	**8.788**	1.729	24,5
Esclusione dell'utile di magazzino	(281)	**(759)**	(478)	..
Utile netto a valori correnti (1)	6.778	**8.029**	1.251	18,5
Esclusione *special item*	(133)	**1.222**	1.355	..
Utile netto *adjusted* (1)	6.645	**9.251**	2.606	39,2

(1) Per la definizione degli utili nella configurazione "a valori correnti", che esclude l'utile/perdita di magazzino, e "*adjusted*", che esclude inoltre gli *special item*, v. la premessa alla tabella "Riconduzione dell'utile operativo a valori correnti prima degli *special item*" a pagina 64.

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 al 2004, 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 Exploration & 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%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da 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)[1] e della stima dell'impatto dell'ap-

(1) Informazioni sulla sanzione v. "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - TTPC".

plicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (225 milioni di euro)[2], nonché dal venir meno delle plusvalenze nette sulle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 dal settore Exploration & Production (320 milioni di euro).

L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito (2.606 milioni di euro).

La redditività del capitale investito (ROACE)[3] ha raggiunto il 19,5% (16,6% nel 2004).

L'utile netto *adjusted* – che esclude l'effetto positivo dell'utile di magazzino di 759 milioni di euro e quello negativo degli *special item* di 1.222 milioni di euro, entrambi al netto dell'effetto fiscale – ammonta a 9.251 milioni di euro con un aumento di 2.606 milioni di euro, pari al 39,2%.

L'utile operativo conseguito nel 2005 ammonta a 16.827 milioni di euro con un aumento di 4.428 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 35,7%, dovuto essenzialmente agli incrementi registrati nei settori:

- Exploration & Production (+4.389 milioni di euro, pari al 53,6%) dovuto essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +41,3%; gas naturale +15,6%) e alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+38,3 milioni di boe, pari al 6,7%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti; (ii) dal venir meno delle plusvalenze nette sulle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 (320 milioni di euro);
- Refining & Marketing (+777 milioni di euro, pari al 71,9%) dovuto essenzialmente al maggior utile di magazzino (+671 milioni di euro), all'aumento del margine di raffinazione (+1,4 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 33%) e al maggior risultato dell'attività di distribuzione in Italia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento degli accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale (195 milioni di euro).

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti:

- dalla riduzione dell'utile operativo del settore Gas & Power di 107 milioni di euro, pari al 3,1%, dovuta essenzialmente all'accantonamento al fondo rischi di 515 milioni di euro della 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 il gas, nonché ai minori margini di vendita del gas e dell'energia elettrica, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita dei volumi (vendite di gas +6,13 miliardi di metri cubi, pari all'8%; produzione venduta di energia elettrica +8,92 terawattora, pari al 64,4%) e dal maggior utile di magazzino (+115 milioni di euro);
- dalla maggiore perdita operativa di 507 milioni di euro, pari al 128,4%, registrata nell'aggregato "Altre attività" (Syndial) dovuta essenzialmente alla rilevazione di maggiori accantonamenti a fondi rischi e spese future (439 milioni di euro), in particolare di natura ambientale.

(2) Informazioni sul contenuto della delibera n. 248/2004 v. " Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

(3) Per la definizione di ROACE v. "Glossario".

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	15.346	**22.477**	7.131	46,5
Gas & Power	17.302	**22.969**	5.667	32,8
Refining & Marketing	26.089	**33.732**	7.643	29,3
Petrolchimica	5.331	**6.255**	924	17,3
Ingegneria e Costruzioni	5.696	**5.733**	37	0,6
Altre attività	1.279	**1.358**	79	6,2
Corporate e società finanziarie	851	**977**	126	14,8
Elisioni di consolidamento	(14.349)	**(19.773)**	(5.424)	(37,8)
	57.545	**73.728**	**16.183**	28,1

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2005 (73.728 milioni di euro) sono aumentati di 16.183 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 28,1%, per effetto essenzialmente dell'incremento delle quotazioni dei prodotti e della crescita dei volumi venduti in tutti i principali settori di attività.

I ricavi del settore Exploration & Production (22.477 milioni di euro) sono aumentati di 7.131 milioni di euro, pari al 46,5%, per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +41,3%; gas naturale +15,6%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+38,3 milioni di boe, pari al 6,7%).

I ricavi del settore Gas & Power (22.969 milioni di euro) sono aumentati di 5.667 milioni di euro, pari al 32,8%, per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale e della crescita dei volumi venduti di gas naturale (+4,29 miliardi di metri cubi, pari al 5,9%) e della produzione venduta di energia elettrica (+8,92 terawattora, pari al 64,4%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (33.732 milioni di euro) sono aumentati di 7.643 milioni di euro, pari al 29,3%, per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, parzialmente assorbito: (i) dalla riduzione dei volumi venduti in Italia sui mercati rete ed extrarete (-1,1 milioni di tonnellate); (ii) dall'impatto della vendita nell'agosto 2004 delle attività di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL in Brasile; (iii) dalla minore commercializzazione di greggi (-1,3 milioni di tonnellate).

I ricavi del settore Petrolchimica (6.255 milioni di euro) sono aumentati di 924 milioni di euro, pari al 17,3%, per effetto essenzialmente dell'incremento di circa il 12% dei prezzi medi di vendita dei prodotti e della crescita del 3,6% dei volumi venduti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (5.733 milioni di euro) sono aumentati di 37 milioni di euro, pari allo 0,6%, a seguito essenzialmente dei maggiori livelli di attività.

I ricavi dell'aggregato Corporate e società finanziarie (977 milioni di euro) sono aumentati di 126 milioni di euro, pari al 14,8%, di cui 76 riferiti alla Corporate per servizi forniti all'incorporata Italgas Più (Divisione G&P) non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori ricavi riguardano essenzialmente: (i) servizi di informatica per 27 milioni di euro; (ii) servizi generali (gestione immobili, parco autovetture, aerei aziendali, etc.) per 21 milioni di euro; (iii) servizi di comunicazione e pubblicità per 12 milioni di euro riferiti alla campagna pubblicitaria di *rebranding* del marchio Italgas Più.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	43	**114**	71
Locazioni e affitti di azienda	93	**102**	9
Risarcimento danni	87	**89**	2
Differenziali su contratti derivati su *commodity*	61		(61)
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	407	**71**	(336)
Altri proventi (*)	686	**422**	(264)
	1.377	**798**	(579)

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

Gli **altri ricavi e proventi** conseguiti nel 2005 (798 milioni di euro) sono diminuiti di 579 milioni di euro, pari al 42%, per effetto essenzialmente della circostanza che nel 2004 vennero conseguite plusvalenze sulle razionalizzazioni di portafoglio effettuate dal settore Exploration & Production (373 milioni di euro) e del diverso trattamento contabile degli strumenti derivati su *commodity* a seguito dell'applicazione a partire dal 1° gennaio 2005 degli *IFRS* n. 32 e n. 39[4].

Costi operativi

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	38.347	**48.567**	10.220	26,7
Costo lavoro	3.245	**3.351**	106	3,3
	41.592	**51.918**	10.326	24,8

I **costi operativi** sostenuti nel 2005 (51.918 milioni di euro) sono aumentati di 10.326 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 24,8%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; (ii) dei maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale (532 milioni di euro), in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing; (iii) dell'accantonamento al fondo rischi della 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 il gas (complessivamente 515 milioni di euro); (iv) dei maggiori costi assicurativi (87 milioni di euro)[5]; (v) dei maggiori accantonamenti a fronte di rischi diversi (58 milioni di euro, in particolare rischi su contenziosi legali e contrattuali). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti della vendita di attività in Brasile.

Il costo lavoro (3.351 milioni di euro) è aumentato di 106 milioni di euro, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia, il cui impatto è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'occupazione media in Italia, nonché dagli effetti della vendita di attività in Brasile.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.047	**3.944**	897	29,4
Gas & Power	637	**684**	47	7,4
Refining & Marketing	465	**462**	(3)	(0,6)
Petrolchimica	114	**118**	4	3,5
Ingegneria e Costruzioni	184	**176**	(8)	(4,3)
Altre attività	45	**31**	(14)	(31,1)
Corporate e società finanziarie	106	**98**	(8)	(7,5)
Eliminazione utili interni		(4)	(4)	
Totale ammortamenti	4.598	5.509	911	19,8
Svalutazioni	333	**272**	(61)	(18,3)
	4.931	5.781	850	17,2

Gli **ammortamenti e le svalutazioni** stanziati nell'esercizio (5.781 milioni di euro) sono aumentati di 850 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 17,2%.

Gli ammortamenti (5.509 milioni di euro) sono aumentati di 911 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 19,8%, essenzialmente nel settore Exploration & Production

(4) In base a tali principi, i proventi derivanti dalla copertura del rischio prezzo su *commodity* sono contabilizzati nei proventi finanziari.

(5) Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd; l'aumento dei costi assicurativi è connesso all'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005 che nell'esercizio ha determinato un extra premio, nonché l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi, ipotizzando un livello di sinistrosità "normale".

(897 milioni di euro), in relazione: (i) al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e alla maggiore incidenza degli investimenti di mantenimento del livello produttivo di giacimenti maturi; (ii) agli effetti della revisione delle stime dei costi di abbandono di alcuni giacimenti; (iii) all'impatto che l'aumento del prezzo del barile ha determinato nel calcolo degli ammortamenti relativi ai *PSA* e ai contratti di *buy-back*; (iv) all'aumento delle produzioni; (v) all'aumento dei costi di ricerca esplorativa (50 milioni di euro). Nel settore Gas & Power gli ammortamenti sono aumentati di 47 milioni di euro in relazione all'entrata in esercizio del gasdotto Greenstream e di nuova capacità di generazione elettrica.

Le **svalutazioni** (272 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente i settori Exploration & Production (156 milioni di euro), Syndial (75 milioni di euro) e Petrolchimica (29 milioni di euro).

Utile operativo per settore

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.185	**12.574**	4.389	53,6
Gas & Power	3.428	**3.321**	(107)	(3,1)
Refining & Marketing	1.080	**1.857**	777	71,9
Petrolchimica	320	**202**	(118)	(36,9)
Ingegneria e Costruzioni	203	**307**	104	51,2
Altre attività	(395)	**(902)**	(507)	(128,4)
Corporate e società finanziarie	(363)	**(391)**	(28)	(7,7)
Eliminazione utili interni (1)	(59)	**(141)**	(82)	
Utile operativo	12.399	**16.827**	**4.428**	(35,7)
Utile operativo	12.399	**16.827**	**4.428**	35,7
Esclusione utile di magazzino	(448)	**(1.210)**	(762)	
Utile operativo a valori correnti	11.951	**15.617**	**3.666**	30,7
Esclusione *special item*	631	**1.941**	1.310	
Utile operativo *adjusted*	12.582	**17.558**	**4.976**	39,5

(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.

Exploration & Production

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	8.185	**12.574**	**4.389**	**53,6**
Esclusione utile di magazzino				
Utile operativo a valori correnti	8.185	**12.574**	**4.389**	**53,6**
Esclusione *special item*	17	**309**	292	
Utile operativo *adjusted*	8.202	**12.883**	**4.681**	**57,1**

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 12.574 milioni di euro con un aumento di 4.389 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 53,6%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +41,3%; gas naturale +15,6%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (38,3 milioni di boe, pari al 6,7%); (iii) dalle minori svalutazioni di *asset* (40 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti; (ii) dal venir meno delle plusvalenze nette conseguite nelle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 (320 milioni di euro); (iii) dall'aumento dei costi assicurativi.

Gas & Power

(milioni di euro)	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	3.428	3.321	(107)	(3,1)
Esclusione utile di magazzino	(12)	(127)	(115)	..
Utile operativo a valori correnti	3.416	3.194	(222)	(6,5)
Esclusione *special item*	32	337	305	..
Utile operativo *adjusted*	3.448	3.531	83	2,4

Il settore ha conseguito l'utile operativo a valori correnti di 3.194 milioni di euro con una diminuzione di 222 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 6,5%, dovuta essenzialmente: (i) 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 (225 milioni di euro); (ii) alla flessione dei margini di vendita del gas naturale per effetto della pressione competitiva, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dal diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita; (iii) ai maggiori accantonamenti a fondi per rischi e oneri (46 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi venduti (+6,13 miliardi di metri cubi, inclusi i maggiori autoconsumi, pari all'8%) e distribuiti; (ii) dall'aumento del risultato dell'attività di trasporto all'estero.

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 (+8,92 terawattora, pari al 64,4%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di vendita connesso al diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione del prezzo di vendita e del costo dei combustibili.

Refining & Marketing

(milioni di euro)	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	1.080	1.857	777	71,9
Esclusione utile di magazzino	(393)	(1.064)	(671)	
Utile operativo a valori correnti	687	793	106	15,4
Esclusione *special item*	236	421	185	
Utile operativo *adjusted*	923	1.214	291	31,5

Il settore ha conseguito l'utile operativo a valori correnti di 793 milioni di euro con un aumento di 106 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 15,4%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del margine di raffinazione (+1,43 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 32,9%), alle maggiori lavorazioni in conto proprio e al miglioramento del *mix* qualitativo dei prodotti ottenuti, 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 dicembre 2004; (ii) all'aumento dell'utile dell'attività di distribuzione in Italia; (iii) all'aumento del risultato dell'attività di raffinazione e commerciale nel resto d'Europa connesso al favorevole andamento dello scenario e all'aumento dei volumi venduti sul mercato rete. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla variazione negativa degli *special item* (-185 milioni di euro), riferita in particolare a maggiori accantonamenti ambientali e a maggiori costi assicurativi, nonché dal venir meno del contributo all'utile operativo dell'Agip do Brasil (28 milioni di euro), venduta nell'agosto 2004.

Petrolchimica

(milioni di euro)	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	320	202	(118)	(36,9)
Esclusione utile di magazzino	(43)	(19)	24	
Utile operativo a valori correnti	277	183	(94)	(33,9)
Esclusione *special item*	(14)	78	92	..
Utile operativo *adjusted*	263	261	(2)	(0,8)

Il settore ha conseguito l'utile operativo a valori correnti di 183 milioni di euro con una diminuzione di 94 milioni di euro, pari al 33,9%, rispetto al 2004 dovuta essenzialmente: (i) alla variazione negativa degli *special item* (-92 milioni di euro) connessa alla rilevazione di oneri di ristrutturazione per la chiusura dell'impianto di Champagnier e per rischi su contenziosi, nonché di maggiori costi assicurativi (complessivamente 78 milioni di euro); (ii) 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, si contrappone il recupero dei margini per gli elastomeri e per il polietilene. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi venduti (3,6%) e dal miglioramento della *performance* industriale.

Ingegneria e Costruzioni

Il settore Ingegneria e Costruzioni ha conseguito l'utile operativo di 307 milioni di euro con un aumento di 104 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 51,2%.

L'utile operativo dell'attività *Costruzioni e perforazioni* ammonta a 306 milioni di euro con un aumento di 37 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 13,8%, registrato nelle aree: (i) Costruzioni mare, a seguito della maggiore redditività delle fasi conclusive di alcuni progetti in Africa del Nord; (ii) Perforazioni terra, a seguito del maggiore volume di attività; (iii) Perforazioni mare, a seguito della maggiore redditività della piattaforma semisommergibile Scarabeo 6, connessa essenzialmente all'aumento delle tariffe, e della maggiore operatività della piattaforma semisommergibile Scarabeo 4 e del *jack-up* Perro Negro 5. In diminuzione i risultati delle aree: (i) *LNG*, a seguito dei maggiori costi su progetti in corso di esecuzione; (ii) *Leased FPSO*, a seguito della circostanza che il 2004 beneficiava dell'utile conseguito nel recupero del greggio dal relitto della petroliera Prestige.

L'utile operativo dell'attività *Ingegneria* ammonta a 1 milione di euro con un miglioramento di 67 milioni di euro rispetto al 2004 dovuto essenzialmente alla maggiore redditività di alcune commesse e al contributo derivante dall'avvio di alcuni progetti acquisiti nella prima parte del 2005.

Altre attività

L'aggregato Altre Attività ha registrato la perdita operativa di 902 milioni di euro con un aumento di 507 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 128%, dovuto essenzialmente all'incremento della perdita operativa della Syndial (504 milioni di euro) connessa: (i) 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; (ii) agli stanziamenti a fronte di rischi contrattuali (71 milioni di euro) e di contenziosi (40 milioni di euro); (iii) alle maggiori svalutazioni di *asset* (56 milioni di euro; da 19 a 75 milioni di euro); le svalutazioni 2005 sono riferite in particolare agli impianti di Scarlino (44 di euro milioni) e di Porto Torres (19 milioni di euro).

Corporate e società finanziarie

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la perdita operativa di 391 milioni di euro con un aumento di 28 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 7,7%, per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi di informatica di 48 milioni di euro, connesso alle maggiori attività svolte, e dei costi di comunicazione istituzionale di 7 milioni di euro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dai minori oneri e accantonamenti (18 milioni di euro) di natura ambientale (72 milioni di euro nel 2004; 54 milioni nel 2005).

Oneri finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** sostenuti nel 2005 (366 milioni di euro) sono aumentati di 210 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 135%, per effetto della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati e dei maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in dollari (Libor +2 punti percentuali), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio, nonché dalla circostanza che nel 2004 venne rilevato un accantonamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom del credito vantato verso Albacom.

Proventi netti su partecipazioni

I **proventi netti su partecipazioni** conseguiti nel 2005 (914 milioni di euro) riguardano: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (737 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power (358 milioni di euro) e Refining & Marketing (194 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da dismissioni (179 milioni di euro) riferite in particolare alla partecipazione del 100% nella IP (132 milioni di euro) e alla partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (24 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (33 milioni di euro).

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 94 milioni di euro è dovuto essenzialmente al miglioramento del risultato delle partecipate del settore Gas & Power, in particolare Galp Energia SGPS SA (Eni 33,34%), Unión Fenosa Gas SA (Eni 50%), Blue Stream Pipeline Co BV (Eni 50%), nonché alla circostanza che nel 2004 venne rilevata la svalutazione (41 milioni di euro) della partecipazione del 35% in Albacom. Questi miglioramenti sono stati parzialmente assorbiti dalle minori plusvalenze derivanti dalla cessione di partecipazioni (257 milioni di euro); infatti nel 2004 vennero venduti il 9,054% di Snam Rete Gas e il 100% di Agip do Brasil SA e altre partecipazioni minori (con una plusvalenza complessiva di 437 milioni di euro), a fronte della plusvalenza di 179 milioni di euro conseguita nel 2005.

Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito** (8.128 milioni di euro) sono aumentate di 2.606 milioni di euro, pari al 47,2%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte di 4.312 milioni di euro. L'incremento di 4,5 punti percentuali del *tax rate* (dal 42,3 al 46,8%) è connesso essenzialmente: (i) ai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e alle maggiori svalutazioni non deducibili; (ii) ai minori proventi esenti, riferiti in particolare alla cessione di partecipazioni; (iii) alla maggiore incidenza dell'utile prodotto all'estero in Paesi a più elevata fiscalità nel settore Exploration & Production.

Utile di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (459 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (321 milioni di euro) e Saipem SpA (115 milioni di euro).

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a valori correnti prima degli *special item*

L'utile netto e l'utile operativo *adjusted*, rappresentati dall'utile a valori correnti prima degli *special item*, sono indicati con l'intento di consentire la valutazione dell'andamento industriale di *business* e, agli analisti finanziari, la valutazione dei risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. Queste configurazioni di risultato, utilizzate anche dal *management* per valutare le *performance* di settore e di Gruppo, non sono previste né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*.

L'utile operativo e l'utile netto a valori correnti derivano dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti, con l'esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

I componenti reddituali sono classificati tra gli *special item*, se significativi, quando non frequenti o inusuali; tuttavia alcuni componenti reddituali non rappresentativi della normale attività del *business*, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché quelli derivanti dalla valutazione o dalla dismissione di *asset*, sono qualificati come *special item* anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi.

(milioni di euro)	2005 Utile operativo e utile netto di esercizio	Esclusione utile di magazzino	Utile operativo e utile netto a valori correnti	Esclusione *special item*	Utile operativo e utile netto *adjusted*
Utile operativo					
Exploration & Production	12.574		12.574	309	12.883
Gas & Power	3.321	(127)	3.194	337	3.531
Refining & Marketing	1.857	(1.064)	793	421	1.214
Petrolchimica	202	(19)	183	78	261
Ingegneria e Costruzioni	307		307	6	313
Altre attività	(902)		(902)	646	(256)
Corporate e società finanziarie	(391)		(391)	144	(247)
Eliminazione utili interni	(141)		(141)		(141)
	16.827	(1.210)	15.617	1.941	17.558
Utile netto	8.788	(759)	8.029	1.222	9.251

(milioni di euro)	2004 Utile operativo e utile netto di esercizio	Esclusione utile di magazzino	Utile operativo e utile netto a valori correnti	Esclusione *special item*	Utile operativo e utile netto *adjusted*
Utile operativo					
Exploration & Production	8.185		8.185	17	8.202
Gas & Power	3.428	(12)	3.416	32	3.448
Refining & Marketing	1.080	(393)	687	236	923
Petrolchimica	320	(43)	277	(14)	263
Ingegneria e Costruzioni	203		203	12	215
Altre attività	(395)		(395)	172	(223)
Corporate e società finanziarie	(363)		(363)	176	(187)
Eliminazione utili interni	(59)		(59)		(59)
	12.399	(448)	11.951	631	12.582
Utile netto	7.059	(281)	6.778	(133)	6.645

Dettaglio degli *special item*

(milioni di euro)	2004	2005
Oneri e accantonamenti di natura ambientale	303	835
Accantonamenti a fondi rischi	234	379
Svalutazioni attività minerarie e altre svalutazioni	336	363
Sanzione Antitrust	5	290
Oneri per esodi agevolati	65	79
Plusvalenze nette su razionalizzazioni portafoglio Exploration & Production	(320)	
Altro	8	(5)
***Special item* dell'utile operativo**	631	1.941
Oneri (proventi) su partecipazioni	(390)	(137)
- Plusvalenza sulla vendita del 9,054% di Snam Rete Gas	*(308)*	
- Plusvalenza sulla vendita dell'Agip do Brasil SA	*(94)*	
- Plusvalenza sulla vendita della IP		*(132)*
Altri		27
Totale prima delle imposte	241	1.831
Imposte	(374)	(609)
Totale *special item*	(133)	1.222

Utile operativo per settore e utile netto *adjusted*

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var.%
Exploration & Production	8.202	**12.883**	4.681	57,2
Gas & Power	3.448	**3.531**	83	2,4
Refining & Marketing	923	**1.214**	291	31,5
Petrolchimica	263	**261**	(2)	(0,8)
Ingegneria e Costruzioni	215	**313**	98	45,6
Altre attività	(223)	**(256)**	(33)	(14,8)
Corporate e società finanziarie	(187)	**(247)**	(60)	(32,1)
Eliminazione utili interni	(59)	**(141)**	(82)	
Utile operativo *adjusted*	12.582	17.558	**4.979**	**39,5**
Utile netto *adjusted*	6.645	9.251	**2.606**	**39,2**

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	31.12.2004	**31.12.2005**	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	40.586	**45.013**	4.427
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.386	**2.194**	808
Attività immateriali	3.313	**3.194**	(119)
Partecipazioni	3.685	**4.311**	626
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	695	**775**	80
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(888)	**(1.196)**	(308)
	48.777	**54.291**	5.514
Capitale di esercizio netto	(1.812)	**(3.568)**	(1.756)
Fondi per benefici ai dipendenti	(982)	**(1.031)**	(49)
Capitale investito netto	45.983	**49.692**	3.709
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	35.540	**39.217**	3.677
Indebitamento finanziario netto	10.443	**10.475**	32
Coperture	45.983	**49.692**	3.709
Cambio EUR/USD al 31 dicembre	1,362	**1,180**	(0,182)

L'indebolimento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2004 (USD 1,180 contro 1,362, -13,4%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi assunti al 31 dicembre 2005 un aumento del valore contabile del capitale investito netto di circa 2.700 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 1.500 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 1.200 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2005 ammonta a 49.692 milioni di euro con un incremento di 3.709 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici effettuati, all'aumento delle rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo) connesso all'incremento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, nonché all'impatto dell'indebolimento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e dalle svalutazioni di periodo (5.781 milioni di euro) e dalla riduzione del capitale di esercizio netto (1.756 milioni di euro). L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 91% (stessa percentuale al 31 dicembre 2004).

Al 31 dicembre 2005 il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) è 0,27 (0,29 al 31 dicembre 2004).
Gli immobili, gli impianti e i macchinari (45.013 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (54,4%), Gas & Power (30,6%) e Refining & Marketing (7,9%). Il fondo ammortamento e svalutazione (45.698 milioni di euro) rappresenta il 50,4% del valore lordo degli immobili, degli impianti e dei macchinari (49,4% al 31 dicembre 2004).
Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (4.311 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (896 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas SA (459 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (280 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (191 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (172 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (168 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (128 milioni di euro), il 12,04% della Darwin LNG Pty Ltd (126 milioni di euro), il 49% della Super Octanos CA (113 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria LNG Ltd (100 milioni di euro), il 20% della Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC (92 milioni di euro), l'89% della Trans Austria Gasleitung GmbH (88 milioni di euro), il 35,2% della Supermetanol CA (88 milioni di euro) e il 50% della Unimar Llc (84 milioni di euro).
I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (775 milioni di euro) riguardano essenzialmente i finanziamenti concessi a imprese non consolidate dalle società finanziarie del Gruppo a fronte di investimenti effettuati nell'interesse di imprese di Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (499 milioni di euro) ed Exploration & Production (170 milioni di euro).
Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2005 (39.217 milioni di euro) è aumentato di 3.677 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (9.247 milioni di euro) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.500 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividendi 2004, dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di Eni SpA e del dividendo straordinario di Snam Rete Gas (6.287 milioni di euro, di cui 5.070 milioni di euro da parte di Eni SpA e 1.171 milioni di euro da parte di Snam Rete Gas), nonché dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)	31.12.2004	**31.12.2005**	Variazione
Rimanenze	2.847	**3.563**	716
Crediti commerciali	10.525	**14.101**	3.576
Debiti commerciali	(5.837)	**(8.170)**	(2.333)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.056)	**(4.857)**	(1.801)
Fondi per rischi ed oneri	(5.736)	**(7.679)**	(1.943)
Altre attività (passività) d'esercizio (1)	(555)	**(526)**	29
	(1.812)	(3.568)	(1.756)

(1) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 492 milioni di euro (510 al 31 dicembre 2004) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di 453 milioni di euro (474 al 31 dicembre 2004).

Le rimanenze aumentano di 716 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'effetto dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti finiti sulla valutazione delle rimanenze al costo medio ponderato.
I crediti commerciali aumentano di 3.576 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari dei greggi e dei prodotti petroliferi, della crescita dei volumi venduti nei principali settori, nonché dall'impatto dell'indebolimento dell'euro sul dollaro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (1.671 milioni di euro), Refining & Marketing (1.010 milioni di euro) ed Exploration & Production (806 milioni di euro).
L'incremento dei debiti commerciali di 2.333 milioni di euro è connesso essenzialmente all' aumento del prezzo in dollari dei greggi e dei prodotti petroliferi e all'impatto dell'indebolimento dell'euro sul dollaro.
I debiti tributari e il fondo imposte netto aumentano complessivamente di 1.801 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento: (i) dei debiti per imposte correnti sul reddito e delle passività nette per imposte

differite (1.434 milioni di euro); (ii) dei debiti per accise sui prodotti petroliferi e per altre imposte e tasse (367 milioni di euro) connesso ai maggiori livelli di attività.
I fondi per rischi e oneri (7.679 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo abbandono e ripristino siti di 2.648 milioni di euro (1.967 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo rischi ambientali di 2.103 milioni di euro (1.649 milioni al 31 dicembre 2004), la riserva sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA di 707 milioni di euro (573 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo rischi per contenziosi di 534 milioni di euro (208 milioni al 31 dicembre 2004) che include la sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato di 290 milioni di euro, il fondo oneri per revisione prezzi di vendita di 321 milioni di euro; il fondo per contenziosi fiscali di 309 milioni di euro (235 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 195 milioni di euro (214 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo mutua assicurazione OIL di 127 milioni di euro (91 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 85 milioni di euro (91 milioni al 31 dicembre 2004).

Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	31.12.2004	**31.12.2005**	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	12.684	**12.998**	314
Disponibilità liquide	(1.003)	**(1.333)**	(330)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(793)	**(931)**	(138)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(251)	**(259)**	(8)
Altro	(194)		194
	10.443	**10.475**	32

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 ammonta a 10.475 milioni di euro, con un aumento di 32 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004.
I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 12.998 milioni di euro, di cui 5.345 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 733 milioni di euro) e 7.653 milioni a lungo termine.
I prestiti obbligazionari in essere al 31 dicembre 2005 ammontano a 5.339 milioni di euro (compreso il rateo di interesse e il disaggio di emissione). I prestiti obbligazionari che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 436 milioni di euro (compreso il rateo di interesse e il disaggio di emissione). I prestiti obbligazionari emessi nell'anno ammontano a 441 milioni di euro (compreso il rateo di interesse e il disaggio di emissione).
L'indebitamento finanziario lordo di 12.998 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 72%; dollaro USA 16%; sterlina inglese 8%; altre valute 4%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	7.541	**9.247**	1.706
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.092	**6.518**	1.426
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(793)	**(220)**	573
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	5.740	**8.471**	2.731
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	17.580	24.016	6.436
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(909)	**(2.422)**	(1.513)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.171)	**(6.658)**	(2.487)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.500	14.936	2.436
Investimenti tecnici	(7.499)	**(7.414)**	85
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(316)	**(127)**	189
Dismissioni	1.547	**542**	(1.005)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	97	**293**	196
Free cash flow	6.329	8.230	1.901
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	211	**(109)**	(320)
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(3.743)	**(540)**	3.203
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.175)	**(7.284)**	(4.109)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(55)	**33**	88
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(433)	330	763
Free cash flow	6.329	8.230	1.901
Debiti e crediti finanziari società acquisite	0	**(19)**	(19)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	190	**21**	(169)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(64)	**(980)**	(916)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.175)	**(7.284)**	(4.109)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	3.280	(32)	(3.312)

Il flusso di cassa generato dalla gestione (14.936 milioni di euro) e gli incassi da dismissione (563 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario trasferito di 21 milioni di euro) sono stati assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.560 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario acquisito di 19 milioni di euro); (ii) 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 della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.200 milioni di euro).

Investimenti tecnici

(milioni di euro)	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	4.853	**4.964**	111	2,3
Gas & Power	1.451	**1.152**	(299)	(20,6)
Refining & Marketing	693	**656**	(37)	(5,3)
Petrolchimica	148	**112**	(36)	(24,3)
Ingegneria e Costruzioni	186	**349**	163	87,6
Altre attività	49	**69**	20	40,8
Corporate e società finanziarie	119	**112**	(7)	(5,9)
Investimenti tecnici [1]	**7.499**	**7.414**	(85)	(1,1)

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 210 e 202 milioni di euro, rispettivamente nel 2004 e nel 2005.

Gli investimenti tecnici effettuati nel 2005 (7.414 milioni di euro, di cui il 91% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3.952 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Italia ed Egitto, le attività di ricerca esplorativa (656 milioni di euro), nonché l'acquisto di riserve certe, probabili e possibili (301 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (825 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (239 milioni di euro); (iv) l'attività di raffinazione e di logistica in Italia per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui il completamento dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 656 milioni di euro); (v) l'attività Costruzioni e perforazioni (346 milioni di euro), in particolare per interventi di mantenimento e *upgrading* del parco mezzi esistente e delle strutture operative in Kazakhstan e nel West Africa.

Il flusso di cassa del capitale proprio (7.278 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente il pagamento del dividendo 2004 di 3.384 milioni di euro e dell'acconto a valere sull'utile 2005 di 1.686 milioni di euro da parte di Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (1.171 milioni di euro, di cui 976 milioni di euro come dividendo straordinario), della Saipem SpA (37 milioni di euro) e di altre società consolidate (9 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie.

Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2005 sono state acquistate 47,06 milioni di **azioni proprie** per il corrispettivo di 1.034 milioni di euro (in media 21,966 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 281,88 milioni di azioni proprie, pari al 7,04% del capitale sociale, per il corrispettivo di 4.272 milioni di euro (in media 15,155 euro per azione).

Gli incassi da dismissione (563 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente la vendita della partecipazione totalitaria nella IP (142 milioni di euro, al netto delle disponibilità liquide trasferite di 53 milioni di euro), della partecipazione del 28% nella Erg Raffinerie Mediterranee Srl (97 milioni di euro), del 67,05% della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (100 milioni di euro incluso l'indebitamento finanziario trasferito di 21 milioni di euro) e del 100% dell'Acquedotto Vesuviano (16 milioni di euro), nonché la vendita di altre partecipazioni e di immobilizzazioni materiali.

Altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da 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 di 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. 32).

Indagini della Magistratura

Sono in corso indagini della Magistratura milanese sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. Alla EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (D.Lgs. 231/2001). Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, che non hanno ancora esaurito tutti i rapporti con le società appaltatrici o fornitrici, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni. Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due dirigenti di Eni, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e due società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi.

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.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni - Programma di acquisto di azioni proprie

Informazioni in ordine ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni e al programma di acquisto di azioni proprie sono fornite nella Relazione sulla gestione di 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.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2006 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività di Eni sono le seguenti:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in aumento rispetto al 2005 (1,74 milioni di boe/giorno). L'aumento della produzione sarà realizzato all'estero, essenzialmente in Libia, Angola, Egitto, Nigeria e Norvegia; in particolare è prevista in forte crescita la produzione di gas in Libia, per il *build-up* delle forniture di gas esportate in Italia attraverso il gasdotto Greenstream, nonché in Egitto e in Nigeria per la crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%); la produzione di petrolio è prevista in crescita in Angola e in Norvegia per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nella seconda metà del 2005;
- **volumi venduti di gas naturale:** in aumento rispetto al 2005 (91,15 miliardi di metri cubi[1]) per effetto dell'incremento atteso nei mercati internazionali, in particolare in Turchia, Spagna, Francia e Germania;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento rispetto al 2005 (22,77 terawattora) per effetto dell'avvio/entrata a regime di nuovi gruppi di potenza presso i siti di Brindisi e di Mantova, i cui aumenti produttivi saranno parzialmente assorbiti dalla minore produzione delle centrali di Ravenna e di Ferrera Erbognone connessa a manutenzioni programmate;
- **lavorazioni in conto proprio:** in leggera flessione rispetto al 2005 (38,79 milioni di tonnellate) per effetto essenzialmente delle manutenzioni programmate sulle raffinerie di Sannazzaro, Taranto e Livorno. È previsto il pieno impiego della capacità bilanciata;
- **vendite di prodotti petroliferi:** in Italia le vendite sulla rete a marchio Agip sono previste sostanzialmente stabili (8,75 milioni di tonnellate nel 2005): l'impatto della flessione attesa dei consumi nazionali sarà compensato dalla maggiore efficienza della rete. Nel resto d'Europa prosegue il *trend* di crescita dei volumi nonostante la stagnazione dei consumi: in particolare sono previste maggiori vendite in Spagna, Francia, Germania e Ungheria, anche per effetto della realizzazione/acquisto di stazioni di servizio.

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2005 (7,4 miliardi di euro); i principali aumenti sono attesi nella ricerca esplorativa e nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale, nella raffinazione.

(1) Include i volumi di gas per autoconsumi e la quota Eni delle vendite di società collegate e di imprese rilevanti.

Corporate Governance

Correttezza dei comportamenti

In considerazione della complessità delle situazioni in cui Eni si trova a operare, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto importante definire con chiarezza l'insieme dei valori che Eni riconosce, accetta e condivide e l'insieme delle responsabilità che 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 Eni è presente con le proprie attività. Tutti coloro che lavorano in 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 di 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 sulla base della relazione annuale del Garante del Codice di Comportamento. Il Codice di Comportamento è pubblicato sul sito *internet* di Eni (www.eni.it).

Il Consiglio di Amministrazione nella riunione 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 di 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* di Eni. Nella redazione si è tenuto conto anche del documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura organizzativa di Eni

La struttura organizzativa di Eni è articolata secondo il modello tradizionale che vede la gestione aziendale affidata in via esclusiva al Consiglio di Amministrazione, organo centrale nel sistema di *corporate governance*; le funzioni di vigilanza sono attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.

Il Consiglio il 1° giugno 2005 ha attribuito al Presidente la delega per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica e ha nominato Paolo Scaroni Amministratore Delegato conferendogli 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. 25 dello statuto, il Presidente e l'Amministratore Delegato hanno la rappresentanza della Società.

In ottemperanza agli indirizzi di *governance* maggiormente seguiti a livello internazionale, il Consiglio ha costituito al suo interno dei comitati con funzioni consultive e propositive.

Il Consiglio di Amministrazione

Competenze

Nelle riunioni del 1° giugno e dell'11 ottobre 2005 il Consiglio di Amministrazione si è riservato i seguenti poteri, oltre a quelli attribuitigli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile:

1. definisce le regole di *corporate governance* aziendale e di Gruppo, ivi inclusi 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 da eseguirsi da parte di Eni SpA aventi un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario ed effettua una previa valutazione di quelle da eseguirsi da parte delle società controllate. In particolare sono oggetto di delibera e/o valutazione del Consiglio:
    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 a terzi da parte di Eni SpA di garanzie personali e reali, nell'interesse proprio o di società controllate di ammontare superiore a 50 milioni di euro;
    e) l'erogazione da parte di Eni SpA e da parte di società controllate di finanziamenti a società partecipate non controllate nonché il rilascio nell'interesse delle società partecipate di garanzie di ammontare superiore a 50 milioni di euro e, in ogni caso, se l'ammontare non è proporzionale alla quota di partecipazione posseduta;
    f) i contratti di compravendita di beni e/o servizi, diversi da quelli destinati a investimenti, al prezzo complessivo superiore a 1 miliardo di euro, nonché quelli di durata superiore a 20 anni;
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.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea degli azionisti, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Ai sensi dell'art. 23, comma 3, 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, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate.

Ai sensi dell'art. 2391 del codice civile, gli amministratori danno notizia agli altri amministratori e al Collegio

Sindacale di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società.

Nomina

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove; l'Assemblea ne determina il numero entro detti limiti. Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'economia e delle finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive, di un amministratore senza diritto di voto. Il Ministro dell'economia e delle finanze non si è avvalso di tale facoltà.

Il Consiglio in carica, composto da nove consiglieri, è stato nominato il 27 maggio 2005 dall'Assemblea per un triennio e comunque sino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avviene mediante voto di lista. Hanno il diritto di presentare liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, nonché il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista. Le società che lo controllano e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste, intendendosi per controllate le società di cui all'art. 2359, comma 1, del codice civile. Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal Consiglio di Amministrazione), pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale e, per prassi, sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato.

Composizione

Il Consiglio in carica è composto dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Paolo Scaroni, e dai consiglieri, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Dario Fruscio, Marco Pinto, Mario Resca, e Pierluigi Scibetta sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Alberto Clô, Renzo Costi e Marco Reboa sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco Asset Management SpA. Segretario del Consiglio di Amministrazione è Piergiorgio Ceccarelli, Direttore Affari Societari 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* di Eni.

ROBERTO POLI

Presidente della Poli e Associati SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA e GD SpA; Socio accomandatario di Brafin SapA.

PAOLO SCARONI

Presidente di Alliance UniChem; Consigliere di amministrazione de Il Sole 24 Ore; componente del *Supervisory Board* di ABN AMRO Bank e del *Board* della Business School della Columbia University di New York.

ALBERTO CLÔ

Consigliere di amministrazione di ASM Brescia SpA, De Longhi SpA, Italcementi SpA e Società Autostrade SpA.

RENZO COSTI

Consigliere di amministrazione di Editrice Il Mulino SpA.

DARIO FRUSCIO

Presidente di Italia Turismo SpA; Consigliere di amministrazione di Sviluppo Italia SpA.

MARCO REBOA

Consigliere di amministrazione di Seat PG SpA, Interpump SpA, IMMSI SpA, Intesa Private Banking; Sindaco di Autogrill SpA e di Galbani SpA.

MARIO RESCA

Presidente di McDonald's Italia SpA e di Italia Zuccheri SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA; Commissario straordinario del Gruppo Cirio del Monte, in amministrazione straordinaria.

PIERLUIGI SCIBETTA

Consigliere di amministrazione di Gestore del Mercato Elettrico SpA, Nucleco SpA e dell'Istituto Superiore Prevenzione e Sicurezza Lavoro (ISPESL).

In ottemperanza alle indicazioni contenute nel Codice, nella riunione del 1° giugno 2005 il Consiglio di Amministrazione ha constatato sulla base delle dichiarazioni rese dagli interessati che il Presidente e gli amministratori non esecutivi Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono indipendenti perché non intrattengono con Eni e le

imprese controllate, con l'Amministratore Delegato e con il Ministero dell'economia e delle finanze, azionista di controllo di Eni, relazioni economiche di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio, né sono stretti familiari dell'Amministratore Delegato. Il Consigliere Marco Pinto è dipendente del Ministero dell'economia e delle finanze. L'Amministratore Delegato è dipendente della Società con la carica di Direttore Generale.

Il 30 marzo 2006 il Consiglio, sulla base delle dichiarazioni rese dagli Amministratori, ha effettuato la verifica del possesso dei requisiti di indipendenza e onorabilità prescritti dagli artt. 147 *ter* e 147 *quinquies* del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, introdotti dalla legge 28 dicembre 2005, n. 262 (di seguito Legge sulla tutela del pubblico risparmio) e ha constatato il permanere dei requisiti di indipendenza verificati il 1° giugno 2005, nonché il possesso da parte di tutti gli Amministratori dei requisiti di onorabilità.

Lo statuto non dispone in merito alla frequenza delle riunioni consiliari; nel corso del 2005 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 21 volte (18 nel 2004) con una durata media di quattro ore. È data preventiva notizia al pubblico: (i) delle date delle riunioni previste per l'esame del bilancio preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni infrannuali, previste dalla normativa vigente; (ii) delle date di convocazione dell'Assemblea; (iii) delle date in cui saranno annunciati l'ammontare per azione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e del dividendo a saldo con le relative date di messa in pagamento e di stacco cedola.

Funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le modalità di convocazione delle proprie riunioni; in particolare il Consiglio è convocato dal Presidente, che di concerto con l'Amministratore Delegato definisce l'ordine del giorno, mediante avviso da inviarsi a mezzo posta, fax o in via informatica almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione; nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 24 ore prima dell'ora fissata per la riunione. Lo statuto consente che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza a condizione che tutti i partecipanti possano essere identificati e sia loro consentito di seguire la discussione e di intervenire in tempo reale alla trattazione degli argomenti. La riunione si considera tenuta nel luogo in cui si trovano il Presidente e il Segretario del Consiglio.

Prima delle riunioni consiliari 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. Nell'ambito delle riunioni del Consiglio, gli amministratori hanno la possibilità di incontrare i *manager* della Società e delle sue controllate al fine di ottenere informazioni sulle caratteristiche del *business* e della relativa organizzazione aziendale.

Nel 2005 ha partecipato alle riunioni consiliari in media l'88% degli amministratori e l'85% degli amministratori non esecutivi indipendenti; relativamente al mandato in essere, ha partecipato alle riunioni consiliari l'88% degli amministratori e l'85% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

Compensi

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.

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli azionisti ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli amministratori (115.000 euro). L'Assemblea ha deliberato inoltre un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento raggiunto da Eni nell'anno di riferimento in termini di rendimento totale per l'azionista nella graduatoria delle otto maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. 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 Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto nella graduatoria citata; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 30 marzo 2005 il Consiglio ha verificato che Eni nel 2004 si è collocata al quarto posto.

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 e dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione variabile del *top management* della Società (direttori generali delle Divisioni e responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato) è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economico-finanziari (redditività, *leverage*, efficienza, progetti strategici) e azionari (quotazione del titolo Eni, rendimento totale per l'azionista comparato con quello delle principali compagnie petrolifere internazionali). In relazione alle *performance* realizzate, la parte variabile della remunerazione rappresenta il 47% di quella complessiva del Presidente e dell'Amministratore Delegato e il 43% di quella del *top*

management[1]. La parte variabile, oltre alla componente monetaria, include gli impegni assunti da Eni a offrire azioni proprie 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 di Eni SpA).
Il 30 marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del *Compensation Committee*, ha deliberato, in analogia a quanto deciso nella riunione del 14 luglio 2005 per il Presidente e per l'Amministratore Delegato, di estendere agli altri amministratori la copertura assicurativa contro gli infortuni professionali prevista negli accordi per i dirigenti di Eni. Analoga estensione è stata deliberata per i sindaci effettivi e per il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo della gestione finanziaria di Eni. Il costo annuo complessivo per la Società ammonta a circa 14.000 euro.
In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Compensi e altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali; (ii) gli impegni a cedere a titolo gratuito azioni Eni decorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (*stock grant*) e ad attribuire *stock option* all'Amministratore Delegato e ai direttori generali; (iii) le partecipazioni detenute in 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 di Eni SpA.

Comitati del Consiglio

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno e il *Compensation Committee*, composti da amministratori non esecutivi indipendenti, a eccezione di Marco Pinto che partecipa a entrambi i comitati, nonché l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, al quale partecipa anche l'Amministratore Delegato.
Nella riunione del 1° giugno sono stati nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori:
Comitato per il Controllo Interno: Marco Reboa (Presidente), Alberto Clô, Renzo Costi, Marco Pinto e Pierluigi Scibetta;
Compensation Committee: Mario Resca (Presidente), Renzo Costi, Marco Pinto e Pierluigi Scibetta;
Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente), Dario Fruscio, Marco Reboa e Paolo Scaroni.
Il Codice prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che, ai sensi di statuto, gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1994, svolge nei confronti del Consiglio funzioni propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della Società.
Nella riunione del 1° giugno 2005 il Consiglio ha nominato Marco Reboa Presidente del Comitato.
Nella riunione del 29 giugno 2005 il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato (il testo è disponibile sul sito *internet* di Eni), anche per adeguarne il ruolo a quanto previsto dalla delibera consiliare del 22 marzo 2005 che ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che svolge dal 1° giugno 2005, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa *SEC* all'*Audit Committee* degli emittenti USA.
Il Comitato nel corso del 2005 si è riunito 14 volte, con la partecipazione media dell'87% dei suoi componenti e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalle funzioni di *internal auditing* di Eni e delle società del Gruppo e il relativo stato di avanzamento; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di *internal auditing* di Eni e delle società del Gruppo; (iii) monitorato le iniziative assunte e le risultanze delle azioni poste in essere da società del Gruppo per rimuovere le carenze evidenziate nei rapporti di revisione; (iv) esaminato le risultanze dell'intervento di *audit* sull'Accordo quadro tra Eni e Gazprom/Gazexport del 16 giugno 2005; (v) 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 2004, con particolare riferimento alle operazioni straor-

(1) Le percentuali sono state determinate escludendo la remunerazione fissa dell'Amministratore Delegato, nominato il 1° giugno 2005, nonché del *top management* assunto nell'esercizio che nel 2005 non hanno percepito remunerazioni di natura variabile.

dinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate; (vi) incontrato i *partner* responsabili della società di revisione per l'esame della relazione semestrale di Eni SpA; (vii) esaminato le condizioni necessarie per avvalersi dell'esenzione dalle disposizioni del *Sarbanes-Oxley Act* e relative regolamentazioni in materia di *Audit Committee*; (viii) rivisitato il regolamento del Comitato; (ix) esaminato l'informativa semestrale sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza costituito ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001; (x) esaminato le comunicazioni in ottemperanza al documento n. 260 dei principi di revisione "Comunicazione di fatti e circostanze attinenti la revisione ai responsabili delle attività di *governance*"; (xi) monitorato il conferimento di incarichi aggiuntivi o professionali alla società di revisione che esprime il giudizio sul bilancio o a soggetti del relativo *network*, formulando i relativi orientamenti; (xii) esaminato gli elementi informativi sugli incarichi conferiti nel 2004 da Eni e dalle imprese controllate e collegate consolidate alle società di revisione iscritte all'albo Consob e ai soggetti a esse collegati; (xiii) 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; (xiv) esaminato la struttura organizzativa della funzione di *Internal Audit*, con *focus* sulle attività di *audit* operativo; (xv) esaminato lo schema dei flussi informativi verso il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale di Eni da parte delle diverse funzioni aziendali della Società, delle società del Gruppo, nonché della società di revisione.

Compensation Committee

Il *Compensation Committee*, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, svolge nei confronti del Consiglio funzioni propositive in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione azionaria; (ii) definizione dei criteri per la remunerazione del *top management* del Gruppo; (iii) fissazione degli obiettivi e valutazione dei risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Nella riunione del 1° giugno 2005 il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato (il testo è disponibile sul sito *internet* di Eni) e nominato Mario Resca Presidente del Comitato.

Il *Compensation Committee* nel corso del 2005 si è riunito 7 volte, con la partecipazione media del 96% dei suoi componenti ed ha: (i) esaminato gli obiettivi del piano di *performance* e incentivazione per l'anno 2005 e i risultati dell'anno 2004; (ii) formulato la proposta al Consiglio di Amministrazione per la remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato, sulla base dei risultati dell'anno 2004; (iii) formulato la proposta in base alla quale il Consiglio di Amministrazione ha chiesto all'Assemblea l'autorizzazione a disporre di azioni proprie al servizio delle assegnazioni di *stock grant* e *stock option* dell'anno 2005 (v. il paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"); (iv) formulato la proposta al Consiglio di Amministrazione relativa al trattamento connesso alla risoluzione del rapporto di lavoro subordinato dell'ex Amministratore Delegato Vittorio Mincato; (v) esaminato il trattamento economico e normativo da attribuire all'Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni ai fini della definizione della proposta da sottoporre all'approvazione del Consiglio di Amministrazione; (vi) esaminato il posizionamento retributivo del *top management* del Gruppo e i criteri della politica retributiva annuale, nonché gli schemi dell'assegnazione annuale di *stock grant* e *stock option*, per la formulazione della relativa proposta al Consiglio di Amministrazione.

Osservatorio Petrolifero Internazionale

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 2002, ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti.

Nella riunione del 1° giugno 2005 il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato (il testo è disponibile sul sito *internet* di Eni) e nominato Alberto Clô Presidente dell'Osservatorio.

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale nel corso del 2005 si è riunito 3 volte con la partecipazione del 100% dei suoi componenti. Le riunioni hanno riguardato: (i) l'impostazione dell'attività, volta ad analizzare le nuove tendenze che emergono nel settore *oil & gas*; (ii) l'analisi approfondita della situazione cinese in termini di prospettive di mercato e di effetti sullo scenario competitivo dell'industria petrolifera; (iii) l'esame della struttura e delle dinamiche dei mercati del petrolio e del gas naturale per la redazione degli scenari energetici che sono posti a base del Piano strategico del Gruppo.

Il Collegio Sindacale e gli altri organi di controllo

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale, ai sensi dell'art. 149 del D.Lgs. n. 58/1998, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione; (iii) sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-con-

tabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del citato decreto legislativo. La Legge sulla tutela del pubblico risparmio attribuisce al Collegio Sindacale anche la vigilanza "sulle 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".

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla *SEC* nella *Rule 10A-3* agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* degli emittenti USA dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa *SEC*. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della citata normativa statunitense; il testo del regolamento è disponibile sul sito *internet* di Eni.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per un triennio.

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007, Paolo Andrea Colombo, Presidente, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Massimo Gentile sindaci supplenti (il curriculum dei sindaci è disponibile sul sito *internet* di Eni). L'Assemblea ha deliberato altresì il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro.

Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia e Francesco Bilotti sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Riccardo Perotta, Giorgio Silva e Massimo Gentile sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco Asset Management SpA.

Ai sensi dello statuto, i sindaci sono nominati mediante voto di lista; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza. È nominato Presidente del Collegio Sindacale il primo candidato della lista che ha ottenuto più voti. 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.

L'art. 28 dello statuto, coerentemente alle indicazioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162, 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, nonché i settori ingegneristico e geologico. I sindaci in carica sono tutti iscritti nel registro dei revisori contabili. L'art. 28 dello statuto dispone altresì che non possono assumere le cariche di sindaco, e se eletti decadono dalla carica, coloro che già sono sindaci effettivi, componenti del consiglio di sorveglianza o del comitato per il controllo sulla gestione in almeno cinque società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllati da Eni SpA.

Ai sindaci è fornita prima delle riunioni del Consiglio di Amministrazione la documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare.

Lo statuto consente che le riunioni del Collegio Sindacale si tengano in videoconferenza.

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

Sulla base delle comunicazione ricevute, sono indicate di seguito le cariche di amministratore o sindaco ricoperte da ciascun sindaco in altre società quotate in mercati regolamentati.

PAOLO ANDREA COLOMBO

Presidente di Partecipazioni Italiane SpA; Consigliere di amministrazione di Mediaset SpA e di SIAS SpA; Presidente del Collegio Sindacale di Saipem SpA e di Sirti SpA, Sindaco di Banca Intesa SpA, di Lottomatica SpA e di Ansaldo STS.

FILIPPO DUODO

Sindaco di Benetton Group SpA.

RICCARDO PEROTTA

Presidente del Collegio Sindacale di Snam Rete Gas e Sindaco di Mediaset SpA e di Gewiss SpA.

Società di revisione

La revisione contabile è affidata ai sensi di legge a una società di revisione iscritta nell'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea. La società di revisione in carica è la PricewaterhouseCoopers SpA nominata dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006.

I bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile; gli incarichi sono affidati in massima parte alla PricewaterhouseCoopers. Ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, la PricewaterhouseCoopers si è assunta la responsabilità dei lavori svolti sui bilanci delle società oggetto di revisione contabile da parte di altri revisori che rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

Sono state date disposizioni di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per incarichi – non vietati dalla Consob e dal *Sarbanes-Oxley Act* – che sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni e approvati dai consigli di amministrazione delle società del Gruppo, previo parere favorevole dei rispettivi collegi sindacali. Il Collegio Sindacale di Eni è informato degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo gestione finanziaria

La gestione finanziaria di Eni SpA è sottoposta al controllo della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Luigi Schiavello (sostituto Angelo Antonio Parente).

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 privilegiate.

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. Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito *internet* di Eni.

L'azionariato della Società

Il capitale sociale di Eni SpA al 31 dicembre 2005 ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 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, solo lo Stato Italiano può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedente detto limite.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di *ADR* (*American Depositary Recepits*) per il mercato statunitense. L'*ADR* identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti.

Ogni *ADR* Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al New York Stock Exchange.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2005 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni SpA sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'economia e delle finanze	813.443.277	20,31
CDP SpA	400.288.338	9,99
Eni SpA (azioni proprie)	278.013.975	6,94

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni (1)	% sul capitale
Italia	261.174	2.543.555.459	63,52
UK e Irlanda	963	93.619.599	2,34
Altri Stati UE	3.977	495.123.921	12,36
USA e Canada	1.552	192.803.507	4,81
Resto del Mondo	1.783	304.605.396	7,61
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		244.488.113	6,11
Altri	n.d.	130.263.881	3,25
Totale	**269.449**	**4.004.459.876**	**100,00**

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni (1)	% sul capitale
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10% (2)	3	680.861.792	17,00
2%-3%			
1%-2%	7	406.360.994	10,15
0,5%-1%	9	271.287.295	6,77
0,3%-0,5%	14	208.487.474	5,21
0,1%-0,3%	44	300.548.130	7,51
≤ 0,1%	269.371	948.718.920	23,69
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		244.488.113	6,11
Altri	n.d.	130.263.881	3,25
Totale	**269.449**	**4.004.459.876**	**100,00**

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo 2004, 23 giugno 2005 (data stacco: 20 giugno 2005).
(2) Gli azionisti Banca d'Intermediazione Mobiliare Imi e Banca Primavera hanno comunicato la riduzione dei loro possessi azionari al di sotto del 2% rispettivamente dal 3,60 all'1,50% e dal 3,41 allo 0,48%.

Diritti speciali riservati allo Stato (*golden share*)

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, comma 1, solo lo Stato Italiano può possedere azioni della Società che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedenti detto limite.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, dello statuto, come modificato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 13 aprile 2005, il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004. I poteri speciali sono in sintesi i seguenti: (a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria. L'opposizione deve essere espressa, quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci; (b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, 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 al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

La legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Finanziaria 2006) all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme anti-scalata che prevedono in particolare l'emissione, anche al valore nominale, di azioni e di strumenti finanziari

partecipativi muniti del diritto di voto nell'assemblea ordinaria e straordinaria a favore di uno o più azionisti individuati anche in base alla partecipazione detenuta. L'inserimento di tale modifica dello statuto, subordinatamente all'approvazione comunitaria, comporterà la cancellazione dei poteri speciali attribuiti allo Stato dall'art. 6, comma 2 dello statuto descritto in precedenza.

Legge sulla tutela del pubblico risparmio

Relativamente agli aspetti di *corporate governance*, la Legge sulla tutela del pubblico risparmio, entrata in vigore il 12 gennaio 2006, tra l'altro:

- fissa nuovi requisiti di indipendenza e onorabilità per gli amministratori delle società quotate;
- introduce a tutela delle minoranze il voto di lista per la nomina degli amministratori e delega alla Consob il potere di disciplinare le modalità di elezione di un membro effettivo del Collegio Sindacale da parte dei soci di minoranza. La Legge determina la quota minima di partecipazione richiesta per la loro presentazione in misura non superiore al 2,5% del capitale sociale. Lo statuto di Eni prevede il voto di lista per la nomina degli amministratori e dei sindaci e che le liste possono essere presentate da azionisti che rappresentino almeno l'1% del capitale sociale;
- delega alla Consob la fissazione di limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti degli organi di controllo delle società che fanno ricorso al mercato del capitale di rischio possono assumere in società di capitali;
- stabilisce che il Presidente del Collegio Sindacale venga nominato dall'assemblea tra i sindaci eletti dalla minoranza. Lo statuto sarà modificato per recepire la disposizione normativa entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della Legge;
- introduce la figura del "Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari" da nominare, previo parere obbligatorio dell'organo di controllo, sulla base delle modalità previste dallo statuto che dovrà essere modificato entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della Legge.

Sistema di controllo interno

Eni è consapevole che l'informativa di bilancio riveste un ruolo centrale nel funzionamento dei mercati dei capitali, nonché nella istituzione e nel mantenimento di relazioni soddisfacenti tra l'impresa e la sempre più vasta platea di interlocutori. Eni è consapevole altresì che la fiducia degli investitori nelle società quotate sui mercati regolamentati è un elemento essenziale: 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.

Il Codice di Comportamento individua quali valori fondamentali nello svolgimento della propria attività e nei rapporti con i terzi la completezza e la trasparenza delle informazioni, la legittimità formale e sostanziale di tutti i comportamenti posti in essere dai propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la chiarezza e la verità nei riscontri contabili secondo le norme di legge e le procedure interne.

Relativamente ai controlli interni, è politica di Eni diffondere a tutti i livelli una cultura caratterizzata dalla consapevolezza dell'esistenza dei controlli e dall'assunzione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo. L'attitudine verso i controlli deve essere positiva per il contributo che questi danno al miglioramento dell'efficienza. La responsabilità di realizzare un sistema di controllo interno efficace è comune a ogni livello della struttura organizzativa; conseguentemente tutti i dipendenti di Eni, nell'ambito delle funzioni svolte, sono responsabili della definizione e del corretto funzionamento del sistema di controllo. Nell'ambito delle loro competenze, i dirigenti sono tenuti a essere partecipi del sistema di controllo aziendale e a farne partecipi i loro dipendenti. Il Codice di Comportamento indica altresì che la trasparenza contabile si fonda sulla verità, accuratezza e completezza dell'informazione alla base delle relative registrazioni contabili che devono riflettere ciò che risulta dalla documentazione di supporto, facilmente rintracciabile e ordinata secondo criteri logici in modo da consentire la ricostruzione accurata dell'operazione. L'*Internal Audit* e la società di revisione hanno libero accesso ai dati, alla documentazione e alle informazioni utili allo svolgimento dell'attività di revisione.

Il sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria è disegnato con l'obiettivo di assicurare agli investitori e ai mercati un'informativa veritiera, completa e tempestiva. Il Consiglio di Amministrazione definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e verifica l'adeguatezza nonché le modalità di gestione dei principali rischi aziendali. Nell'espletamento di tali funzioni il Consiglio è assistito dal Comitato per il controllo interno; in particolare nel regolamento del Comitato è indicato: "assiste il Consiglio nell'espletamento dei compiti relativi a: (i) la fissazione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno; (ii) la periodica verifica della sua adeguatezza e dell'effettivo funzionamento; (iii) l'accertamento

che i principali rischi aziendali siano identificati e gestiti in modo adeguato".

Relativamente alle "procedure amministrative e contabili per la predisposizione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario" che il "Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari" (art. 154 *bis* del D.Lgs. 58/1998 introdotto dalla Legge sulla tutela del pubblico risparmio) è tenuto a predisporre, Eni si è dotata da tempo di norme che consentono alle società del Gruppo di redigere i bilanci e di fornire gli elementi informativi necessari alla redazione del bilancio e delle relazioni infrannuali consolidate nel rispetto delle normative e dei principi contabili di generale accettazione assicurando al contempo l'uniformità dei comportamenti, elemento essenziale ai fini dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Le procedure riguardano in particolare: (i) il *Piano di contabilità generale di Gruppo* che è corredato dagli schemi del bilancio di esercizio legali e sintetici[2] (stato patrimoniale, conto economico e rendiconto finanziario) e dalle tabelle di abbinamento tra i conti del piano e le singole voci degli schemi; (ii) le *Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle relazioni infrannuali* che definiscono: (a) i criteri di rilevazione e di valutazione delle voci di bilancio; (b) le modalità di redazione della nota integrativa e della relazione sulla gestione; (c) le modalità di redazione delle relazioni infrannuali; (d) le modalità di redazione del prospetto delle partecipazioni da allegare al bilancio di esercizio e alla relazione semestrale; (iii) le *Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle relazioni infrannuali consolidate* che definiscono: (a) i principi di consolidamento; (b) l'area di consolidamento; (c) i criteri di rilevazione e valutazione delle voci di bilancio; (d) gli schemi di stato patrimoniale e di conto economico legali e sintetici; (e) le modalità di redazione della nota integrativa e della relazione sulla gestione; (f) le norme per la redazione del bilancio consolidato secondo gli *U.S. GAAP*[3]; (g) le modalità di redazione delle relazioni infrannuali.

Le norme di Gruppo sono inserite nel sito *intranet* Eni denominato Lince (LINguaggio Comune Eni), consultabile *on line* dalla gran parte dei dipendenti del Gruppo, che accoglie l'insieme delle regole e degli indirizzi in materia amministrativa, finanziaria, fiscale e societaria.

Le situazioni infrannuali e il bilancio consolidato sono redatti utilizzando il sistema di *reporting* unico integrato *Management and Statutory Reporting Object* (*MASTRO*) che costituisce la piattaforma informativa delle società di Eni incluse nell'area di consolidamento. Il sistema è dotato di misure di sicurezza, nonché di controlli automatici volti ad assicurare la coerenza delle informazioni immesse sia a livello di singola impresa sia a livello di Gruppo.

A partire dalla fine del 2003 Eni ha avviato un ampio progetto di verifica e adeguamento del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria al fine di renderlo conforme ai nuovi obblighi previsti dalla sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*, applicabili a Eni perché emittente estero quotato in mercati regolamentati statunitensi (*foreign private issuer*) a partire dall'esercizio 2006. L'adeguamento alla nuova normativa è stato affrontato dalla Società come un'occasione di ulteriore miglioramento del sistema di controllo esistente. Nell'ambito di tale processo, è stata emessa la normativa che regola i controlli e le procedure per il rispetto degli obblighi informativi sul bilancio consolidato e sul *Form 20-F (Disclosures controls and procedures)*.

Un ruolo rilevante nel sistema di controllo interno svolge l'unità *Internal Audit* posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato[4].

L'*Internal Audit* ha fra i suoi compiti: (i) aggiornare il sistema di identificazione, classificazione e valutazione delle aree di rischio (*risk assessment*) ai fini della pianificazione dell'attività di *auditing* e dell'attività di vigilanza e di controllo definite dal "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001"; (ii) attuare il programma di *auditing* e di vigilanza e svolgere gli interventi non programmati nel piano di lavoro; (iii) mantenere i rapporti e assicurare i flussi informativi nei confronti del Comitato per il controllo interno e del Collegio Sindacale; (iv) attuare le attività necessarie per il conferimento degli incarichi alla società di revisione; (v) tenere i rapporti con le società di revisione.

Il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale valutano il piano di lavoro dell'attività di *auditing*, nonché le risultanze che emergono dai rapporti di revisione. L'Organismo di Vigilanza, istituito ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, approva il programma di vigilanza e valuta le risultanze dei rapporti di controllo.

(2) Gli schemi sintetici sono utilizzati nella parte della relazione sulla gestione dedicata al commento dei risultati economico-finanziari.

(3) Le azioni di Eni, tramite *ADRs*, sono quotate al *New York Stock Exchange*; in relazione a ciò, Eni è tenuta a depositare presso la *SEC* il *Form 20-F* che include tra l'altro l'adeguamento del bilancio consolidato redatto secondo i principi contabili nazionali ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*Generally Accepted Accounting Principles*; cd. *U.S. GAAP*). Al fine di assicurare la simmetria informativa, l'adeguamento è riportato nella nota integrativa al bilancio consolidato.

(4) Fino al 30 giugno 2005 l'unità era alle dipendenze del Presidente. Il Presidente e l'Amministratore Delegato sovrintendono congiuntamente alle attività della funzione, nonché alle decisioni in merito alla nomina del Responsabile dell'unità e dei dirigenti di primo livello di dipendenza.

D.Lgs. n. 231/2001

Nelle riunioni 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* di Eni. I criteri seguiti per la redazione del Modello si ispirano alle Linee Guida predisposte da Confindustria. Il Modello è stato comunicato a ciascuna società del Gruppo per l'estensione e l'applicazione.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori e trattamento delle informazioni

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, Eni ha adottato una politica di comunicazione, sancita dal suo Codice di Comportamento, volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato e ad assicurare la sistematica diffusione di un'informativa completa, corretta 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* di Eni. Apposite funzioni di 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 al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e gli eventi/operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito *internet* di Eni. Sempre sul sito, sono disponibili i comunicati stampa della Società, le procedure in materia di *corporate governance*, 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, nonché i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta.

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha aggiornato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo", pubblicata sul sito *internet* di Eni, approvata il 18 dicembre 2002. La procedura – che recepisce le indicazioni della Consob, della Borsa Italiana e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria, nonché di quelle contenute nelle norme di recepimento della direttiva europea sul *Market Abuse* – fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (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 un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate. La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla tutela del pubblico risparmio.

Il Codice di Comportamento di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Internal dealing

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio ha approvato la procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115 *bis* del TUF, ai sensi del quale "Gli emittenti quotati e i soggetti in rapporto di controllo con essi, o le persone che agiscono in loro nome o per loro conto, devono istituire, e mantenere regolarmente aggiornato, un registro delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte, hanno accesso alle informazioni indicate all'art. 114, comma 1 (*ndr*, informazioni privilegiate)". La procedura, che recepisce le disposizioni contenute nel Capo I (Registri delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate) del Titolo VII del Regolamento Emittenti

(Delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999), definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione. La procedura ha decorrenza dal 1° aprile 2006.

Nella stessa riunione, il Consiglio ha approvato la "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (Procedura *Internal dealing*) che sostituisce il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi da Eni SpA e da società controllate quotate (*Internal dealing*)", approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2002. La procedura è redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del TUF, ai sensi del quale "i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione, di controllo o di direzione in un emittente quotato e i dirigenti che abbiano regolare accesso a informazioni privilegiate indicate al comma 1 e detengano il potere di adottare decisioni di gestione che possono incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future dell'emittente quotato, chiunque detenga azioni in misura almeno pari al 10 per cento del capitale sociale, nonché ogni altro soggetto che controlla l'emittente quotato, devono comunicare alla Consob e al pubblico le operazioni, aventi a oggetto azioni emesse dall'emittente o altri strumenti finanziari a esse collegati, da loro effettuate, anche per interposta persona. Tale comunicazione deve essere effettuata anche dal coniuge non separato legalmente, dai figli, anche del coniuge, a carico, nonché dai genitori, i parenti e gli affini conviventi dei soggetti sopra indicati, nonché negli altri casi individuati dalla Consob con regolamento, in attuazione della direttiva 2004/72/CE della Commissione, del 29 aprile 2004". La procedura, che recepisce le disposizioni contenute nel Capo II (Operazioni effettuate da soggetti rilevanti e da persone strettamente legate) del Titolo VII del Regolamento Emittenti (Delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999): (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse; (iv) riporta le sanzioni previste in caso di inosservanza delle prescrizioni indicate nella procedura. La procedura, che ha decorrenza dal 1° aprile 2006, è pubblicata sul sito *internet* di Eni.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate, individuate dallo *IAS 24*, 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 compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili secondo le disposizioni dello *IAS 24*.

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. 32).

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

	Consiglio di Amministrazione						Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		Osservatorio Petrolifero Internazionale	
Componenti		esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze[1]	n. altri incarichi[2]	appartenenza	% presenze[1]	appartenenza	% presenze[1]	appartenenza	% presenze[1]
Presidente												
Roberto Poli			X	X	100	6			X[3]	100		
Amministratore Delegato												
Paolo Scaroni	01.06-31.12	X			100	5					X	100
Vittorio Mincato	01.01-27.05	X			100						X	100
Consiglieri												
Alberto Clô (*)			X	X	86	4	X	79			X	100
Renzo Costi (*)			X	X	71		X	71	X[4]	83		
Dario Fruscio			X	X	71						X	100
Marco Pinto	28.05-31.12		X		100		X	86	X	100		
Marco Reboa (*)	28.05-31.12		X	X	92	7	X	100			X	100
Mario Resca			X	X	81	3			X	100		
Pierluigi Scibetta	28.05-31.12		X	X	100	1	X	100	X	100		
Mario Giuseppe Cattaneo (*)	01.01-27.05		X	X	88		X	100				
Guglielmo Moscato	01.01-27.05		X	X	88		X	100			X	100
Numero riunioni 2005		21					14		7		3	
01.01-27.05		8					7		2		2	
28.05-31.12		13					7		5		1	

(*) Designato dalla lista di minoranza.
(1) Per gli amministratori nominati dall'Assemblea del 27 maggio 2005 e per gli amministratori cessati, la percentuale è determinata in base al numero delle riunioni effettuate nel periodo di carica.
(2) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.
(3) Nel periodo 01.01-27.05.
(4) Nei periodi 01.01-27.05 e 14.06-31.12.

Il Codice di autodisciplina prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi di statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Componenti		% presenze[1] riunioni del Consiglio di Amministrazione	% presenze[1] riunioni del Collegio Sindacale	N. altri incarichi[2]
Presidente				
Paolo Andrea Colombo[3]		90,4	91	8
Andrea Monorchio	01.01-27.05	87,5	78	
Sindaci effettivi				
Filippo Duodo		90,4	83	1
Edoardo Grisolia	28.05-31.12	69,2	71	
Riccardo Perotta (*)		85,7	91	3
Giorgio Silva (*)	28.05-31.12	100,0	79	
Luigi Biscozzi (*)	01.01-27.05	87,5	78	
Numero riunioni 2005		21	23	
01.01-27.05		8	9	
28.05-31.12		13	14	

(*) Designato dalla lista di minoranza.
(1) Per i sindaci nominati dall'Assemblea del 27 maggio 2005 e per i sindaci cessati, la percentuale è determinata in base al numero delle riunioni effettuate nel periodo di carica.
(2) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentati italiani.
(3) Presidente dal 28 maggio 2005; in precedenza Sindaco effettivo.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del codice di autodisciplina

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?		X (*)
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?		X (*)
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)	*Internal Audit*	
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/*e-mail*) del responsabile *investor relations*	*Investor Relations* (**)	

(*) Le procedure saranno redatte non appena noti i "principi generali emanati dalla Consob" di cui all'art. 2391 bis del codice civile introdotto dal D.Lgs. 28 dicembre 2004, n. 310.
(**) Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. 02 52051651 - Fax 02 52031929.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

INTRODUZIONE

Eni è consapevole che una duratura creazione di valore nel medio-lungo termine dipende in larga parte da una gestione efficace delle relazioni con i propri *stakeholder*. Eni sostiene dal 2001 l'iniziativa delle Nazioni Unite *Global Compact* finalizzata a promuovere tra le imprese politiche e pratiche orientate alla sostenibilità attraverso la condivisione e l'applicazione di dieci principi fondamentali in materia di diritti umani, standard di lavoro, tutela dell'ambiente, lotta alla corruzione. Nel 2005 Eni ha continuato il proprio impegno nella promozione dei principi di *Global Compact* in tutti i settori di attività.

Con particolare riferimento alla trasparenza, Eni, dopo aver sostenuto in ambito *Global Compact* l'introduzione del decimo principio, specifico sul tema, ha aderito nel corso dell'anno alla *Extractive Industries Transparency Initiative* (*EITI*), che riunisce Governi, Istituzioni Finanziarie Internazionali, Compagnie del settore energetico e Organizzazioni Non Governative (ONG) con l'obiettivo di rendere trasparenti i flussi finanziari derivanti dalle attività estrattive.

RISORSE UMANE E ORGANIZZAZIONE

Premessa

La centralità della persona, la sua salvaguardia e valorizzazione sono un valore fondamentale del patrimonio Eni e uno dei fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo.

I principali obiettivi che Eni ha in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

(i) assicurare la sicurezza e la salute delle persone del Gruppo e dei contrattisti;

(ii) pianificare le iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane con un orientamento di medio e lungo termine coerente con le caratteristiche del *business* e adeguato a sostenere il percorso di crescita individuale;

(iii) attrarre le migliori risorse a livello nazionale e internazionale, attraverso un'intensa relazione con le Università, i centri ricerca, contribuendo attivamente alla formazione delle nuove generazioni;

(iv) sviluppare e condividere il *know-how*, attraverso la sistematizzazione e diffusione delle conoscenze e delle *best practice* relative ai processi operativi;

(v) gestire le risorse umane a livello internazionale con strumenti omogenei, nel rispetto delle diverse legislazioni e culture locali;

(vi) ottenere importanti risultati nel campo delle relazioni industriali in ambito sia nazionale sia internazionale;

(vii) conseguire la massima efficacia dalle attività di comunicazione interna e di formazione.

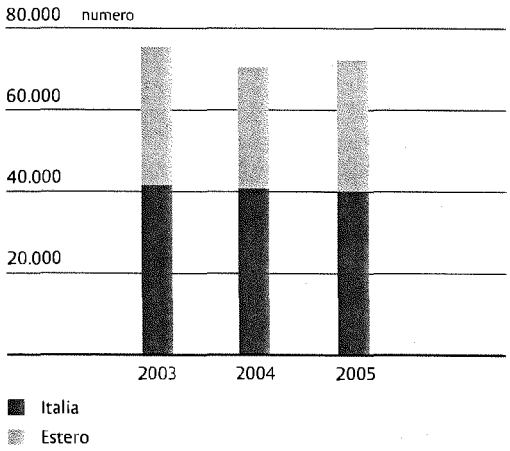
Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2005 è di 72.258 unità con un aumento di 1.910 unità rispetto al 31 dicembre 2004, pari al 2,7%, dovuto all'incremento di 2.479 unità nel personale assunto e operante all'estero e alla diminuzione di 569 unità nel personale assunto in Italia.

I dipendenti assunti in Italia sono 40.192 (55,6% dell'occupazione di Gruppo), di cui 37.493 operanti in territorio nazionale, 2.480 operanti all'estero e 219 marittimi con una diminuzione di 569 unità dovuta essenzialmente (723 unità) alla variazione del campo di consolidamento (riferita in particolare alla cessione delle attività idriche, della IP e dei Servizi Tecnici di Porto Marghera), parzialmente compensata dal saldo positivo tra assunzioni/risoluzioni e da trasferimenti netti da società controllate non incluse nell'area di consolidamento.

Occupazione a fine periodo (numero)	2003	2004	**2005**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.492	7.477	**7.491**	14	0,2
Gas & Power	12.982	12.843	**12.324**	(519)	(4,0)
Refining & Marketing	13.277	9.224	**8.894**	(330)	(3,6)
Petrolchimica	7.050	6.565	**6.462**	(103)	(1,6)
Ingegneria e Costruzioni	25.583	25.819	**28.684**	2.865	11,1
Altre attività	6.380	4.983	**4.638**	(345)	(6,9)
Corporate e società finanziarie	2.657	3.437	**3.765**	328	9,5
	75.421	70.348	72.258	**1.910**	2,7

Occupazione a fine periodo



Nel 2005 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 2.099 assunzioni, di cui 727 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratti di inserimento e di apprendistato (complessivamente 1.372 unità) hanno riguardato prevalentemente personale laureato (800 unità, di cui 509 ingegneri) e diplomato (533 unità) inseriti in posizioni operative. 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 di Gruppo) con un aumento di 2.479 unità dovuto principalmente al saldo positivo (2.639 unità) fra assunzioni e risoluzioni a tempo determinato in Saipem e Snamprogetti e a quello negativo (160 unità) fra risoluzioni e assunzioni a tempo indeterminato nel resto del Gruppo.

Organizzazione

Nel corso dell'anno è stato avviato lo studio per la riconfigurazione delle funzioni di indirizzo e controllo della Corporate alle quali è stata attribuita la responsabilità dell'indirizzo e del coordinamento delle società controllate di servizio/scopo. A seguito dell'incorporazione di EniData SpA e Italgas Più SpA in Eni si è dato seguito all'integrazione operativa delle relative attività.

Gestione e sviluppo del personale

Nell'ambito della gestione e sviluppo del personale nel 2005:

(i) sono stati avviati piani di *change management* a supporto dell'adeguamento del sistema di controllo interno;

(ii) è stato avviato un programma di ringiovanimento della forza manageriale a tutti i livelli della struttura;

(iii) è stata sperimentata una innovativa strumentazione operativa a supporto delle politiche di incentivazione dell'area quadri finalizzata a valorizzare la professionalità e garantire l'equità interna e la competitività rispetto ai mercati di riferimento;

(iv) sono stati attivati contratti di apprendistato in tutte le realtà operative del Gruppo volti a formare e sviluppare le professionalità tipiche del *business* attraverso il *training on the job* e la formazione qualificata erogata da esperti interni e tecnici di settore;

(v) sono state rafforzate le attività di valutazione del potenziale di sviluppo manageriale delle risorse, affiancando a quelle effettuate dalle linee aziendali (gerarchiche e funzionali), *appraisal* svolti da specialisti esterni; le attività hanno coinvolto *key manager*, giovani *manager* in sviluppo, giovani quadri in sviluppo e giovani laureati. Le valutazioni raccolte hanno arricchito le *management review* effettuate a livello di Divisione/Società e di Gruppo e hanno consentito di attivare coerenti programmi di mobilità, sviluppo e formazione;

(vi) sul piano internazionale, è stata avviata un'approfondita analisi sui sistemi pensionistici in vigore all'estero, come base per possibili standardizzazioni che tengano conto delle specificità locali e di *business*;

(vii) è stato realizzato l'aggiornamento delle procedure per la gestione del personale in "assegnazione internazionale", in coerenza con le *best practice* di mercato;

(viii) sono infine proseguite le iniziative dedicate alla crescita professionale di giovani risorse internazionali ad alto potenziale.

Pari opportunità e gestione delle diversità

Nel rispetto delle leggi nazionali e in armonia con la raccomandazioni dell'Unione Europea a tutela della dignità delle persone, Eni è impegnata a promuovere azioni volte a individuare e rimuovere eventuali situazioni di ostacolo a una effettiva parità di opportunità nell'accesso al lavoro e nei percorsi di carriera.

Nell'ambito di una corretta politica nel campo delle pari opportunità, Eni applica tutte le disposizioni di legge che tutelano il personale disabile e altre categorie dello svantaggio sociale e promuove iniziative per favorirne l'accesso mirato nel contesto aziendale.

Eni, con il 45% dei dipendenti di nazionalità straniera considera da sempre la diversità come un elemento che genera valore e la capacità di gestirla un importante fattore di successo. Eni, nei paesi in cui opera, promuove lo sviluppo delle competenze delle risorse umane locali e la costruzione di una cultura comune condivisa attraverso numerose iniziative di formazione orientate alla comprensione delle diversità interculturali, alla comunicazione interculturale, al *multicultural teamwork*, iniziative, queste, realizzate anche nell'ambito del Comitato aziendale europeo Eni, con il coinvolgimento delle organizzazioni sindacali.

Salute

Le attività a tutela della salute mirano a un miglioramento generale delle condizioni di lavoro e si sviluppano attraverso tre modalità principali d'intervento:

(i) protezione dello stato di salute dei lavoratori;
(ii) prevenzione degli infortuni e delle malattie professionali;
(iii) promozione di comportamenti e stili di vita sempre più salutari negli ambienti di lavoro.

Nel 2005 sono stati spesi circa 40 milioni di euro per la tutela della salute.

In Italia, la sorveglianza sanitaria viene effettuata nelle singole unità operative tramite una rete capillare di presidi sanitari e attraverso l'esecuzione di visite mediche, controlli sanitari e campagne di monitoraggio per i principali agenti di rischio fisici, chimici e biologici. In modo analogo è tutelata la salute dei dipendenti all'estero, integrando in molti casi le attività proprie della medicina del lavoro e di pronto soccorso con quelle dedicate all'assistenza medica primaria estesa anche ai familiari e spesso ai membri delle comunità.

Un'organizzazione di 339 strutture sanitarie aziendali situate nelle principali aree operative, di cui 241 all'estero gestite da personale espatriato e locale (322 medici e 384 paramedici), e un insieme di accordi internazionali con le migliori strutture locali e centri medici internazionali consente di garantire un servizio efficiente e risposte tempestive alle emergenze.

Nel 2005 è stato dato impulso al Programma *E-Medicine* per migliorare la qualità del supporto sanitario fornito ai dipendenti e agli operatori sanitari in Italia e all'estero, che integra le tecnologie informatiche con i sistemi di telecomunicazione avanzati. Il Programma è articolato su tre progetti:

(i) il Progetto *Health card* che consente di accedere ai dati sanitari dei singoli dipendenti via *web*, basato su una carta sanitaria elettronica accessibile *on-line* che copre parte del personale operante all'estero e sarà progressivamente esteso a tutto il personale;
(ii) il Progetto Telemedicina, orientato prevalentemente all'assistenza sanitaria all'estero, ma utilizzabile anche dai siti industriali, che si basa sul coinvolgimento di strutture mediche di eccellenza in grado di fornire il teleconsulto in tempo reale; già attivo in Nigeria e nel Congo, nel 2005 è stato esteso ad altre quattro sedi libiche;
(iii) il Progetto *E-learning* che fornisce agli operatori sanitari di Eni, in Italia e all'estero, l'accesso a programmi di educazione continua in campo medico-sanitario utilizzando sistemi telematici di formazione a distanza.

Eni ha avviato per i propri dipendenti un programma di prevenzione sia a livello informativo sia attraverso *screening* e interventi diretti ai quali si aderisce su base volontaria. In questo campo, i settori di intervento sono:

(i) prevenzione oncologica;
(ii) prevenzione cardiovascolare;
(iii) prevenzione di alcune patologie infettive.

Relativamente alla prima tipologia, nell'ambito degli indirizzi del Piano Sanitario Nazionale e sulla base di accordi con la Lega per la Lotta ai Tumori e con strutture ospedaliere convenzionate, Eni ha avviato un piano di diagnosi precoce per i dipendenti di tutte le sedi in Italia. A fine dicembre 2005 erano coinvolte nel progetto 46 sedi di Eni; oltre 4 mila dipendenti hanno aderito al piano di prevenzione oncologica, per un totale di circa 9 mila prestazioni.

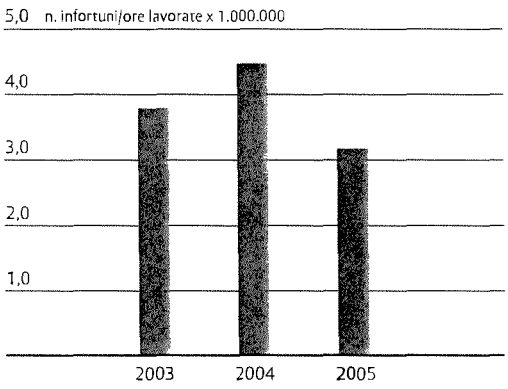
È proseguita in Italia la campagna di prevenzione dell'ictus che, realizzata in collaborazione con il Fondo Integrativo Sanitario, ha visto un'adesione di circa 7 mila persone. In accordo con il FASEN (Fondo assistenziale gestito dalle strutture sindacali) è stato avviato un progetto per la determinazione del rischio cardiaco.

Nel campo della prevenzione delle patologie infettive, è proseguita da parte delle strutture sanitarie di Eni in Italia la campagna di vaccinazione antinfluenzale che riscuote una elevata adesione da parte dei dipendenti.

In ambito internazionale Eni ha promosso campagne di informazione mirate per la tutela dei propri dipendenti, delle famiglie e delle popolazioni locali con le quali interagisce per la prevenzione della malaria (Nigeria e Azerbaijan) e la prevenzione della trasmissione del virus HIV (Nigeria e Congo); nel 2004 la Saipem ha emesso la *Corporate HIV-AIDS Policy* che punta all'implementazione del programma *"Prevention of Sexually Transmitted Diseases and HIV-AIDS"*. Tra le linee guida di tale programma, oltre alle prescrizioni igienico-sanitarie necessarie a prevenire eventuali situazioni di rischio, si segnalano i seguenti punti:

- nessuna discriminazione del personale HIV positivo sia durante l'attività di lavoro sia nelle relazioni sociali;

Indice di frequenza infortuni totale Eni

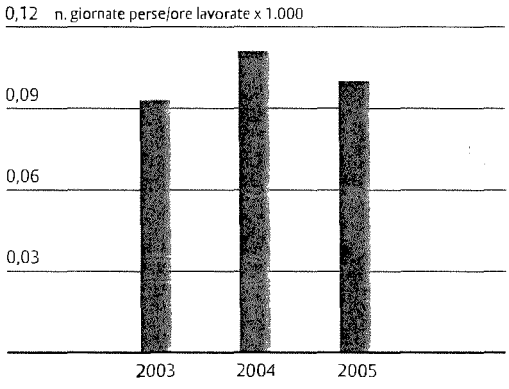


- rispetto della *privacy* di tutte le persone interessate, secondo i requisiti di legge e l'etica deontologica.

Per i dipendenti che si recano a lavorare all'estero Eni ha previsto un programma di prevenzione che comprende:

- la visita medica di idoneità all'espatrio;
- l'offerta delle vaccinazioni e delle chemioprofilassi indicate dagli organismi sanitari internazionali per l'area geografica di destinazione e per le condizioni specifiche individuali;
- l'informazione relativa alle condizioni di vita e di lavoro nel Paese di destinazione, comprensiva dei rischi ambientali specifici, dei problemi medico-epidemiologici locali;
- l'assistenza sanitaria all'estero, garantita attraverso convenzioni con strutture sanitarie locali pubbliche o private, o tramite i presidi sanitari direttamente gestiti da Eni.

Indice di gravità infortuni totale Eni



Sicurezza

Eni è fortemente impegnata nell'adottare un approccio preventivo alla sicurezza per ridurre le probabilità di accadimento di incidenti e degli effetti connessi. La gestione delle attività operative è svolta in ogni fase salvaguardando l'incolumità dei dipendenti, dei contrattisti e delle comunità. In linea con le migliori prassi internazionali, la sicurezza, la prevenzione e l'igiene del lavoro prevedono:

(i) l'individuazione dei pericoli, la valutazione e la mitigazione dei rischi connessi allo svolgimento delle mansioni lavorative;
(ii) lo sviluppo e l'implementazione delle metodologie di monitoraggio delle prestazioni;
(iii) l'investigazione e l'analisi degli incidenti e dei *near miss* al fine di trarre insegnamenti e accrescere la capacità di prevenzione e mitigazione dei rischi.

Nel 2005 sono stati spesi per la sicurezza 391 milioni di euro, di cui il 57% relativo agli investimenti e il rimanente alle spese correnti.

Formazione e sviluppo

Eni considera la formazione uno dei punti di forza della gestione delle risorse umane.

Il numero di ore erogato ogni anno e le persone coinvolte nei processi di formazione evidenziano un impegno significativo in Italia e all'estero.

Nel 2005 in Italia sono state erogate complessivamente 1.178.943 ore di formazione con il coinvolgimento di 24.876 risorse (1.322 dirigenti, 5.023 quadri, 12.265 impiegati e 6.266 operai) per un totale di 103.151 partecipazioni.

Nel 2005 sono stati spesi per la formazione 22 milioni di euro.

Considerata la valenza strategica dell'attività di formazione e sviluppo, Eni si è dotata di una struttura interna in grado di garantire il miglior allineamento tra le strategie aziendali e lo sviluppo delle competenze. L'obiettivo è quello di allineare la qualità delle risorse umane alle strategie d'impresa, presidiando l'intero "ciclo della conoscenza", dalla pianificazione dei fabbisogni delle professionalità critiche, alla "costruzione" in *partnership* con il sistema universitario di percorsi accademici integrati, fino alla selezione dei nuovi talenti e alla loro formazione durante tutto l'arco della vita professionale. Nell'ambito del gruppo è attiva nell'orientamento, nella selezione del personale, nella formazione e nel *knowledge management*, Eni Corporate University che costituisce il punto di contatto istituzionale con il *network* del mondo accademico italiano e internazionale per lo sviluppo e la diffusione della cultura aziendale. All'interno di Eni Corporate University si inserisce

l'attività della Scuola Mattei che dal 1975 svolge l'attività di formazione e di ricerca post-universitaria nei campi dell'economia, dell'energia e dell'ambiente coinvolgendo studenti provenienti da numerosi paesi esteri.

Relazioni industriali

Le relazioni industriali, nell'ambito di un sistema ormai consolidato e strutturato, hanno costituito un coerente ed efficace supporto alle scelte strategiche di gruppo e alla realizzazione dei processi di riorganizzazione in atto. Con le Organizzazioni Sindacali italiane sono stati definiti gli accordi quadriennali per il premio di partecipazione (periodo 2004-2007) nell'ambito dei tre i principali comparti in cui Eni opera. Relativamente ai rinnovi dei contratti collettivi in scadenza (Energia e Petrolio, Chimico e Gas-Acqua) sono state avviate le trattative insieme alle Organizzazioni Sindacali Imprenditoriali dei rispettivi settori.

A livello internazionale, l'incontro annuale tra Eni e Icem (International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Unions) previsto dall'Accordo sulle relazioni industriali a livello internazionale e sulla *Corporate Social Responsibility*, ha evidenziato alcune *best practice* Eni (esperienze in Kazakhstan e in Egitto).

RESPONSABILITÀ NEI CONFRONTI DELL'AMBIENTE

Premessa

Eni è consapevole della rilevanza strategica del tema della prevenzione e protezione dai rischi di contaminazione ambientale per la creazione di valore sostenibile e come contributo allo sviluppo sostenibile.

In tale contesto Eni è impegnata a trovare soluzioni innovative nel campo della sostenibilità energetica e ambientale e vuole giocare un ruolo attivo attraverso:

(i) la realizzazione di iniziative in risposta al cambiamento climatico nel rispetto dei criteri e dei meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto;

(ii) l'offerta al mercato di combustibili a bassa intensità di carbonio, con l'espansione del gas naturale;

(iii) lo sviluppo dell'integrazione gas-elettricità;

(iv) lo sviluppo di tecnologie più efficienti per la produzione di idrogeno e per la separazione e il confinamento geologico della CO_2.

Eni è impegnata a ridurre i propri consumi energetici e le relative emissioni atmosferiche, l'utilizzo delle risorse idriche e la produzione di rifiuti.

Nel campo della tutela del territorio, Eni è impegnata nel risanamento ambientale di siti attivi e dismessi con l'obiettivo di riqualificare le aree industriali.

Strategie e linee di intervento in campo ambientale

L'implementazione del protocollo di Kyoto e l'utilizzo dei "Meccanismi Flessibili"; la partecipazione all'*Emission Trading*

Per la mitigazione del Cambiamento Climatico, a partire dal 1° gennaio 2005 è stato avviato in Europa e in Italia lo Schema Europeo di *Emission Trading* (*ETS*), che coinvolge le installazioni industriali con più elevate emissioni di CO_2. Eni è impegnata con 61 installazioni in Italia e 2 all'estero, che rappresentano circa un terzo delle emissioni di gas serra di tutte le attività svolte nel mondo. Per prepararsi a una partecipazione attiva all'*ETS* Eni:

(i) si è dotata di un protocollo metodologico e organizzativo per la contabilizzazione delle emissioni di gas serra;

(ii) ha implementato un *database* per l'accurata valutazione delle emissioni;

(iii) ha valutato la conformità degli attuali sistemi di monitoraggio e *reporting* nelle installazioni individuandone le esigenze di miglioramento;

(iv) ha definito un sistema di bilanciamento delle posizioni delle singole installazioni e unità di *business* per assicurare la restituzione dei diritti di emissione dovuti.

Eni inoltre sta potenziando il programma, già in corso da diversi anni, di riduzione dei consumi energetici e delle correlate emissioni di CO_2.

Oltre alla partecipazione al sistema *ETS* (per maggiori informazioni v. nota n. 24 al Bilancio consolidato - Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione ambientale - *Emission Trading*), Eni sta sviluppando il proprio portafoglio di progetti di riduzione delle emissioni basati sui Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto (*CDM - Clean Development Mechanism* e *JI - Joint Implementation*). È 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 di gas serra pari a 1,5 milioni di tonnellate di CO_2/anno. In parallelo, si sta sviluppando il portafoglio degli altri progetti *CDM* ed è iniziato lo studio delle opportunità di progetti *JI* nei paesi più promettenti per tali iniziative.

Per il medio e lungo termine, le principali azioni di sviluppo di Eni riguardano il confinamento della CO_2 in for-

mazioni geologiche e lo sviluppo delle biomasse per usi energetici.

Sviluppo di fonti energetiche a basso impatto ambientale

Eni è impegnata a sviluppare le attività nel settore del gas naturale e a potenziare le relative infrastrutture di trasporto. Il gas naturale può rappresentare una risposta strategica alle problematiche energia-sviluppo-ambiente. A parità di energia utilizzata, l'anidride carbonica prodotta dalla combustione del gas naturale è il 25-30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi e il 40-50% in meno rispetto al carbone.

A supporto del più generale impegno per la mitigazione dei gas serra, negli ultimi anni Eni ha avviato un imponente programma di sviluppo del settore del gas naturale e intende rafforzare l'attività di commercializzazione in Europa e il settore del GNL, anche al fine di valorizzare le proprie riserve di gas in Africa Occidentale e Settentrionale, in Estremo Oriente e in America Centrale. In tale contesto Eni ha sviluppato progetti di avanguardia, tra i quali in particolare si segnalano:

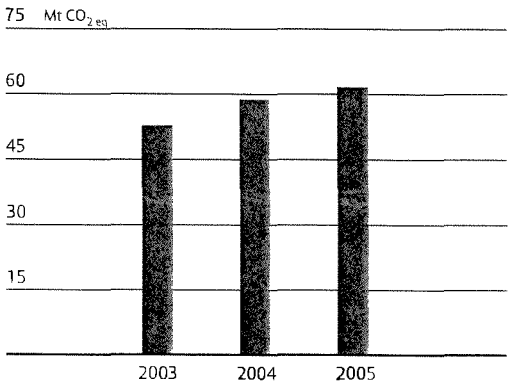
(i) il gasdotto Blue Stream (Eni 50%), completato nel 2002, che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero e rappresenta – con le sue condotte poste a una profondità massima di 2.150 metri – la realizzazione tecnologicamente più avanzata a livello mondiale nel settore della posa in acque ultraprofonde;

(ii) il gasdotto Greenstream (Eni 75%), completato nel 2005, che unisce la Libia e la Sicilia.

Generazione elettrica con impianti a ciclo combinato

Eni, attraverso la società EniPower, è tra i primi operatori del mercato italiano della generazione di energia elettrica e sta realizzando un importante programma di investimenti per rafforzare la capacità produttiva attraverso impianti cogenerativi. Questi impianti utilizzano gas naturale e generano simultaneamente energia elettrica e calore, consentendo significativi risparmi energetici e riducendo l'impatto ambientale.

Emissioni totali di GHG Eni



Tutela del territorio

L'impegno di Eni per la tutela del territorio si articola in tre direttrici: (i) la tutela della biodiversità; (ii) la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie di monitoraggio, prevenzione e intervento; (iii) i ripristini ambientali e la bonifica dei siti contaminati.

Biodiversità

Una componente chiave dello sviluppo sostenibile è la valutazione degli impatti delle attività industriali in termini d'impronta ecologica delle attività e di salvaguardia della biodiversità, cioè di tutte le specie di piante, animali, dai batteri agli organismi superiori, del loro patrimonio genetico, degli habitat in cui vivono, degli ecosistemi e delle funzioni che essi svolgono.

Eni è impegnata sui temi della biodiversità in diverse aree geografiche in Italia e all'estero.

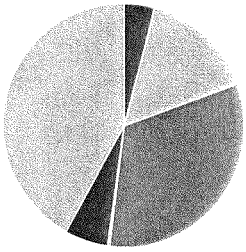
Un esempio dell'approccio alle attività svolte in questo campo è rappresentato dal Progetto *AgriBioDiversity* che Eni insieme a un *partner* sta realizzando in Val d'Agri, nel Sud dell'Italia. Il progetto, avviato nel 2003, si propone di mettere a punto una metodologia di monitoraggio per valutare gli effetti delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi e definire "*best practice*" volte alla tutela della biodiversità. Nel 2005, tra le numerose attività svolte, si segnalano: (i) il monitoraggio della fauna locale; (ii) la mappatura delle risorse genetiche vegetali su tutto il comprensorio; (iii) la stima dell'impronta ecologica delle popolazioni umane e delle pressioni socio-economiche sulla biodiversità.

Ricerca e sviluppo

Sono stati avviati numerosi progetti per mettere a punto tecnologie innovative in grado di prevenire l'inquinamento dei terreni e di bonificare i siti inquinati. Alcune società di Eni sono direttamente impegnate nel campo della decontaminazione di suoli e falde acquifere, con interventi che vanno dalla caratterizzazione dello stato di contaminazione del sito sino alla valutazione dei rischi sanitari e ambientali e, ove necessario, alla bonifica del sito. L'esperienza maturata in questo campo ha consentito la predisposizione di progetti di ricerca che hanno permesso di sviluppare tecniche innovative di monito-

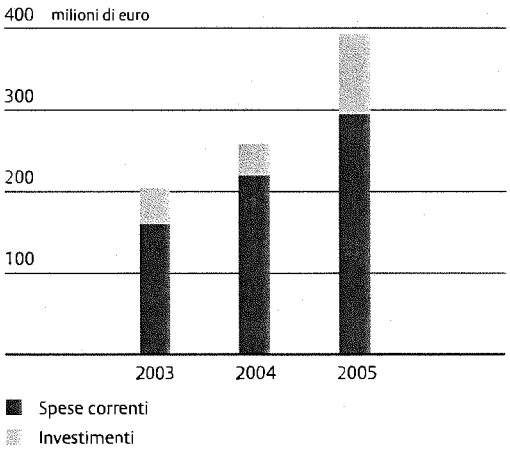
Spesa per la tutela del suolo 2005 ripartizione per settore

392 milioni di euro



4,3%	E&P
15,3%	G&P
32,7%	R&M
0,1%	Ingegneria e Costruzioni
5,7%	Petrolchimica
41,9%	Altre attività

Spesa per la tutela del suolo



raggio e di bonifica del suolo (quali la *phytoremediation*, le barriere permeabili reattive, il *bioventing* eolico e la *bioaugmentation*).

Ripristini ambientali e bonifiche

A conclusione della realizzazione di un'opera (chiusura di un pozzo petrolifero, di un cantiere, di una posa condotte, etc.) Eni si impegna a restituire il territorio nelle condizioni preesistenti e, ove necessario, al recupero e alla riqualificazione dell'ambiente.

È in corso un impegnativo piano di decontaminazione di suoli e acque sotterranee, anche in siti acquisiti in cui non ha operato direttamente Eni. Nel 2005 la spesa per le attività di bonifica e di riqualificazione di siti attivi e dismessi è stata pari a 392 milioni di euro con un incremento del 51,6% rispetto all'anno precedente.

RESPONSABILITÀ NEI CONFRONTI DELLE COMUNITÀ

Premessa

La ricerca di integrazione con le realtà sociali e culturali più diverse è parte della tradizione di Eni. Oltre a fornire prospettive concrete di sviluppo alle popolazioni con cui interagisce, in particolare attraverso la creazione di opportunità di lavoro e il trasferimento di *know-how*, Eni promuove la realizzazione di iniziative volte a stimolare il tessuto economico e sociale locale e a favorire processi di crescita sostenibile.

La realizzazione dei programmi di sviluppo delle comunità segue un ciclo che include fasi successive di programmazione, implementazione e revisione, attraverso il monitoraggio dei risultati conseguiti, delle difficoltà incontrate, della *performance* e della loro capacità di raggiungere gli obiettivi.

Nella propria strategia di intervento a favore delle comunità, Eni privilegia la realizzazione di programmi e il sostegno a iniziative nell'ambito delle seguenti direttrici:

(i) **SANITÀ**: per rafforzare i sistemi sanitari, fornire assistenza di base, infrastrutture e formazione e fronteggiare la diffusione di gravi patologie;

(ii) **SVILUPPO SOCIALE**: per realizzare infrastrutture sociali e promuovere progetti in grado di svilupparsi in modo autonomo e di integrarsi nel contesto socio-culturale di riferimento;

(iii) **ISTRUZIONE E FORMAZIONE**: per contribuire allo sviluppo formativo dei giovani sostenendo l'istruzione di base e l'addestramento tecnico-scientifico, economico gestionale;

(iv) **AMBIENTE**: per contribuire alla salvaguardia dell'ambiente adottando soluzioni energetiche innovative e promuovendo interventi volti a conservare e proteggere gli ecosistemi;

(v) **CULTURA**: per favorire gli scambi culturali e la valorizzazione del patrimonio artistico locale sostenendo *le principali istituzioni e manifestazioni del settore.*

Nel 2005 la spesa per iniziative a favore delle comunità locali è stata di circa 49 milioni di euro.

Stakeholder consultation e *community involvement*

Eni è impegnata a valutare l'impatto complessivo delle proprie attività a livello locale e a migliorare i processi di consultazione con il territorio e le sue rappresentanze sociali, anche attraverso l'adozione di strumenti di gestione innovativi per identificare, analizzare e consultare i propri *stakeholder* più importanti: autorità locali, comunità, agenzie di sviluppo, organizzazioni non governative e altri settori della società civile. In alcune realtà significative – Nigeria, Ecuador, Kazakhstan e Norvegia – ha introdotto questa metodologia operativa con l'obiettivo di accrescere il livello di partecipazione intorno alle proprie attività di *business* e meglio valutarne le ricadute sul tessuto economico e sociale

A garanzia della sostenibilità locale, Eni estende ai programmi di intervento a favore delle comunità i principi e gli standard di riferimento, rigorosi, omogenei e trasparenti, che applica nella gestione del *business*. Punti qualificanti di questo approccio sistematico sono la correttezza dei comportamenti, la selezione di *partner* di elevata reputazione e il controllo sulla definizione ed esecuzione dei singoli progetti. Inoltre, nella convinzione che le iniziative di sviluppo possano rappresentare uno strumento concreto per contribuire a diffondere una

cultura della legalità, Eni ha inserito tra i principi guida per gli investimenti a favore delle comunità locali anche la trasparenza, intesa come rigore nel controllo della *governance* dei progetti in tutte le loro fasi.

Alcuni progetti di cooperazione per lo sviluppo

La stretta collaborazione con la realtà locale in tutte le sue componenti (comunità di riferimento, istituzioni, autorità, organizzazioni non governative operanti sul territorio) consente in alcuni contesti l'attivazione di programmi di sviluppo sociale altamente integrati. In tale ambito sono i corso di svolgimento alcuni progetti di seguito indicati (un quadro completo è fornito al sito *internet* Eni).

Progetto Pakistan

Eni ha in atto, in collaborazione con la ONG locale *Thardeep Rural Development Program* (*TRDP*), un programma di sviluppo rurale in Pakistan nell'area adiacente il campo a gas di Bhit, nella regione del Kirthar, è incentrato prevalentemente nei settori della salute, dell'istruzione primaria, della formazione professionale e del microcredito.

Le capacità di crescita autonoma delle comunità sono promosse attraverso la formazione di comitati locali di sviluppo, denominati *Village Development Organizations*. Dall'avvio nel 2002 del progetto, sono stati costituiti 313 comitati di sviluppo di cui 13 sono stati attivati nel 2005. Significativa è la rappresentanza femminile: 121 comitati sono gestiti da donne.

Determinante per il raggiungimento degli obiettivi è il rapporto di collaborazione attivato con alcune organizzazioni internazionali impegnate in programmi di sviluppo nel Paese: Save the Children Fund, UNDP, Pakistan Poverty Alleviation Fund (PFAF), WHO e World Food Programme (WFP). Il loro coinvolgimento e l'acquisizione di conoscenze e capacità organizzative da parte delle comunità sono elementi chiave per il successo dei progetti.

Tra i numerosi interventi effettuati da Eni nel Paese, si segnalano la realizzazione di un Centro per l'infanzia e la maternità nella città di Jhangara e di alcuni centri sanitari rurali, nonché la fornitura di cliniche mobili (49 nel 2005) e ambulanze. In tale ambito, nel corso del 2005 è stata prestata assistenza a quasi 32.000 persone, di cui 12.000 nel Centro di Jhangara. Dal 2002, hanno utilizzato i servizi sanitari attivati circa 94.000 persone. È stata inoltre effettuata la costruzione di un nuovo edificio scolastico che integra il programma di interventi avviato nel 2002, nel cui ambito erano già state realizzate 9 scuole in villaggi remoti, due centri di formazione professionale femminile e un centro di formazione informatica a Jhangara.

Il programma di sviluppo include infine l'installazione di sistemi di pompaggio e la realizzazione di schemi di fornitura idrica in un'area ripetutamente colpita da siccità.

Progetto Venezuela

Eni ha in atto un programma di sviluppo integrato nell'area operativa di Dación in Venezuela, realizzato in collaborazione con l'Associazione SOCSAL (Servicio de Apoyo Local), incaricata del monitoraggio e *follow-up* dell'attività delle ONG coinvolte nell'esecuzione dei progetti. Un forte impulso alla sostenibilità dell'iniziativa nel suo insieme è stato dato, oltre che dal rafforzamento del sistema organizzativo delle cooperative, dal completo trasferimento alla comunità del fondo rotativo utilizzato per finanziare le attività agricole. Le competenze acquisite nel settore hanno consentito inoltre di avviare una nuova produzione in serra di alberi finalizzata ad attività di riforestazione e a usi commerciali.

In relazione alla continua formazione e al supporto tecnico fornito ai produttori agricoli dalla ONG Fundación Técnico Agropecuaria del Guanape (FUNTAG nel 2005 Dación è stata certificata per il 4° anno consecutivo dal Ministero dell'agricoltura venezuelano come area priva di malattie animali. È anche proseguito il programma di assistenza sanitaria presso il dispensario di Dación che, a seguito dell'intervento di riqualificazione realizzato da Eni, è stato riconosciuto dall'autorità sanitaria regionale come centro di riferimento per l'area. Nel corso dell'anno la struttura ha fornito assistenza medica e controlli sanitari a oltre 300 persone. È stata inoltre finanziata l'estensione della campagna di vaccinazione nazionale a due municipalità contigue, che ha interessato circa 20.000 persone.

Iniziative in Asia Centrale

Particolare rilievo hanno i progetti infrastrutturali realizzati in Kazakhstan in entrambe le aree di presenza operativa, il Caspio settentrionale (Progetto Kashagan) e Uralsk/Aksai (Progetto Karachaganak), incentrati nei settori delle strutture sanitarie e dell'edilizia scolastica e sociale.

Nell'area del Caspio settentrionale, Eni sta svolgendo un ampio programma di interventi infrastrutturali nella regione di Atyrau/Mangistau riguardanti, con riferimento al 2005: (i) la costruzione di una scuola elementare per 80 bambini; (ii) la ristrutturazione di 3 edifici scolastici, di un policlinico e di un orfanotrofio; (iii) la fornitura di 17 ambulanze a diverse strutture sanitarie; (iv) l'in-

stallazione di sistemi per la distribuzione di gas in numerosi distretti.
Nell'area operativa di Karachaganak, a Uralsk, nel corso del 2005 gli interventi hanno riguardato: (i) l'avvio della costruzione di un Centro Prenatale; (ii) il completamento del reparto di chirurgia presso l'Ospedale regionale e la costruzione di due scuole e della terza sezione della gas *pipeline* Karachaganak-Chingirlau; (iii) l'avvio di un *Business Center* finalizzato alla promozione di piccole e medie imprese; la promozione di una scuola d'arte itinerante, nel cui ambito è stata organizzata una prima esposizione di opere ad Aksai.

Iniziative in Africa Occidentale
Nella Repubblica del Congo è stato avviato un progetto per la diagnosi e la terapia dell'infezione HIV/AIDS a trasmissione materno-infantile presso l'Hôpital des Armées di Pointe Noire, nella regione del Kouilou. Nell'ambito del progetto, condotto in collaborazione con la Clinica delle Malattie Infettive dell'Università di Genova, è stato realizzato un laboratorio di biologia molecolare e di sierologia dotato di attrezzature di avanguardia per la diagnostica della trasmissione del virus HIV da madre a figlio. Gli interventi hanno riguardato inoltre la riorganizzazione degli spazi, la realizzazione di sale di degenza e di un reparto radiologico, nonché campagne di informazione e sensibilizzazione della popolazione femminile. La struttura offre uno *screening* volontario (anonimo e gratuito) il trattamento farmacologico, l'assistenza durante il parto e la profilassi del bambino nei primi sei mesi di vita. Il laboratorio è in grado di effettuare lo *screening* di 100.000 pazienti in un periodo di tre anni e di fornire il *follow-up* a 500 pazienti. A Pointe Noire è garantita la costante presenza di medici dell'Università di Genova per la formazione del personale sanitario e di laboratorio locale.
Nel corso dell'anno, a testimonianza dell'impegno di Eni nella lotta all'AIDS, in alcuni Paesi di presenza operativa è proseguito il sostegno al progetto per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio, condotto dall'Unicef in Nigeria, in aree rurali del Delta del Niger.

Promozione della cultura e relazione con il mondo della ricerca su base territoriale
L'impegno di Eni nel campo della cultura ha visto nel 2005 il proseguimento del tradizionale sostegno alle principali istituzioni musicali italiane: il Teatro alla Scala di Milano, il Teatro La Fenice di Venezia, il Teatro dell'Opera e l'Accademia di Santa Cecilia di Roma, il Teatro Carlo Felice di Genova, il Teatro Regio di Torino, i Teatri Comunali di Ferrara e di Bologna.
I rapporti di collaborazione con le istituzioni musicali e artistiche hanno trovato espressione anche attraverso la rinnovata sponsorizzazione di importanti manifestazioni, quali i Festival di Ravenna e Spoleto e i concerti del FAI.

GESTIONE DEI RISCHI D'IMPRESA

Premessa

I principali rischi, identificati e attivamente gestiti da Eni, sono i seguenti:

(i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*;

(ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;

(iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;

(iv) il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;

(v) il rischio Paese nell'attività *oil & gas*.

Rischio mercato

Il rischio di mercato comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso d'interesse e il rischio *commodity*; la loro gestione è disciplinata da "Linee guida" e procedure che prevedono l'accentramento sostanziale delle funzioni di tesoreria in due distinte società finanziarie operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri.

In particolare, sulla finanziaria operante nel mercato nazionale (Enifin) sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business*, ed Enifin assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Al fine di ridurre il rischio di mercato connesso a variazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*, Eni stipula contratti derivati finanziari e contratti derivati su merci con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione al rischio di mercato. Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le "Linee guida sull'attività finanziaria" che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio cambio e tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie di Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte.

La Direzione Finanziaria di Eni 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. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio cambio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie di Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di Valore a Rischio (VaR), sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.

Relativamente al rischio *commodity*, con le "Linee guida sulla gestione del rischio *commodity*", Eni ha posto dei limiti massimi al rischio di prezzo derivante dall'attività commerciale. Le funzioni di indirizzo in tale ambito sono affidate a un "*Commodity Risk Assessment Team*", mentre alla Direzione Finanziaria è affidato il controllo del rispetto dei limiti, nonché lo sviluppo e l'adeguamento della metodologia.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamen-

to temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio di transazione). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo del Gruppo e viceversa.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

Rischio *commodity*

I risultati di Eni sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Eni a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato dalle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali. Le società finanziarie di Eni adottano le linee guida definite dalla Direzione Finanziaria di Eni sulle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte nei contratti di impiego di disponibilità e di utilizzo di strumenti finanziari, inclusi gli strumenti derivati. Eni non ha avuto casi significativi di mancato adempimento della controparte. Al 31 dicembre 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili possano essere insufficienti a coprire le obbligazioni in scadenza. Allo stato attuale, Eni ritiene, attraverso la generazione di flussi di cassa, l'ampia diversificazione delle fonti di finanziamento e la disponibilità di linee di credito *committed* e *uncommitted*, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare i fabbisogni finanziari programmati.

Rischio *operation*

Le attività di Eni comportano per loro natura rischi industriali e ambientali e sono soggette nella maggior parte dei Paesi in cui Eni opera a leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente e la sicurezza industriale. Ad esempio, in Europa Eni possiede e gestisce impianti industriali, quali raffinerie e complessi petrolchimici, che presentano rischi elevati di incidenti e per i quali Eni ha adottato norme e standard di comportamento che soddisfano i criteri della "Direttiva Seveso II" dell'Unione Europea.

L'ampio spettro di attività di Eni comporta una vasta gamma di rischi operativi come esplosioni, incendi, emissioni di gas nocivi, fuoriuscite di prodotti tossici, produzione di rifiuti non biodegradabili.

Tali eventi possono danneggiare o distruggere i pozzi e le loro attrezzature, recare danni alle persone o all'ambiente circostante. Inoltre, poiché le attività di ricerca e produzione possono avvenire in zone ecologicamente sensibili, ciascun sito richiede un approccio specifico per ridurre al minimo l'impatto sull'ecosistema interessato, sulla biodiversità e sulla salute umana.

Eni ha adottato i migliori standard per la valutazione e la gestione dei rischi industriali e ambientali, conformando il proprio comportamento alle *best practice* dell'industria. Le unità di *business* nello sviluppo e nella gestione dell'attività, oltre ad applicare le leggi e i regolamenti dei Paesi in cui operano, valutano i rischi industriali e ambientali mediante procedure specifiche.

Nel 2003 è stato 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 e definizione dei nuovi obiettivi. Il modello è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. Al 31 dicembre 2005 sono stati svolti sei *audit* di sistema e quattro sono in programma nel corso del 2006.

Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) con sistemi informatici che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica. Eni, oltre a disporre di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi, ha attivato una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera.

Nel 2005 ha impiegato oltre 2.000 unità equivalenti a tempo pieno, nell'ambito della attività HSE, nella prevenzione dei rischi ambientali, nella sicurezza e nella salute.

Rischio paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico rispetto ai paesi dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale.

Al 31 dicembre 2005 circa il 73% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale; nel 2005 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da questi Paesi.

Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi Paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Eni monitora costantemente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 100 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream*. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione del rischio che Eni ha definito nella procedura "*Project risk assessment and management*".

INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Premessa

A sostegno del proprio processo di crescita e della sua capacità di espansione, Eni ha proseguito nel forte impegno di innovazione tecnologica volto ad assicurare al *core business* la disponibilità delle tecnologie "chiave" necessarie ad acquisire e rendere sostenibili nel tempo vantaggi competitivi e rispondere tempestivamente alle potenziali opportunità o minacce individuate dalla scenarizzazione di lungo termine.

L'eccellenza tecnologica, basata non solo sul costante impegno di Ricerca e Sviluppo ma anche sulla promozione e la diffusione di esperienze, professionalità e *know-how*, rappresenta per Eni un fattore essenziale di competitività e sostenibilità ambientale ed economica delle proprie attività.

L'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 204 milioni di euro (257 nel 2004), di cui il 32% in Eni Corporate, il 25% nel settore Exploration & Production, il 24% nella Petrolchimica e il 13% nel settore Refining & Marketing.

Il personale impegnato nell'attività al 31 dicembre 2005 è di 1.420 unità.

Nel 2005 sono state depositate 26 domande di brevetto.

Le principali linee di ricerca finalizzate all'innovazione tecnologica attengono la:

(i) Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi:
- Geoscienze
- Tecniche di prospezione geofisica ad alta risoluzione
- Modelli di simulazione dei giacimenti
- Tecniche di prospezione *while drilling*
- Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti
- Sistemi avanzati di perforazione
- Produzione in ambienti ostili
- Gestione zolfo

(ii) Valorizzazione dei *feedstock*:
- Conversione di greggi pesanti e "frazioni" di raffineria in prodotti leggeri
- Trasporto del gas in condotta ad alta pressione su lunghe distanze
- Conversione del gas in prodotti liquidi

(iii) *Performance* e differenziazione dei prodotti:
- Controllo avanzato dei processi di produzione
- Catalisi innovativa di polimerizzazione

(iv) Tutela dell'ambiente:
- Riformulazione di carburanti e lubrificanti
- Processi basati su catalizzatori "puliti"
- Tecnologie avanzate per la produzione dell'idrogeno
- Gestione *GHG* tramite "*carbon sequestration*"
- Tecnologie innovative per il monitoraggio della qualità dell'aria, dell'acqua, della biodiversità e per la bonifica di terreni inquinati.

Principali iniziative nel campo dell'innovazione tecnologica

Tra le principali iniziative nel campo dell'innovazione tecnologica per lo sviluppo sostenibile sono comprese le seguenti:

Sistemi avanzati di perforazione

Tecnologia *Lean Profile*

Eni ha sviluppato significative applicazioni industriali di tecnologie innovative che consentono di perforare pozzi ad alta complessità con una maggiore efficienza operativa. In particolare, la tecnologia *Lean Profile*, sviluppata e

brevettata da Eni, è impiegata nella perforazione dei pozzi profondi verticali e deviati, e ad alta difficoltà operativa HP/HT (alta pressione e alta temperatura), con conseguente riduzione dei tempi e dei costi finali e un minor impatto ambientale derivante da un minor utilizzo di prodotti per fanghi e cementi e minori reflui (30-40% in meno).

Il pozzo ottenuto utilizzando questa tecnologia è di alta qualità con riduzione del rischio minerario. La tecnologia consiste nel ridurre al minimo la tolleranza tra il diametro del pozzo e le colonne di rivestimento mantenendo inalterato il *casing* di produzione. L'applicazione in corso in Val d'Agri rappresenta il record *Lean* nella perforazione di pozzi altamente deviati (*casing* da 13"3/8 in foro da 14"3/4 con inclinazione fino a 60°).

Tecniche di prospezione geofisica ad alta risoluzione

Nel campo dell'*imaging* sismico, l'ulteriore sviluppo della tecnologia proprietaria "*3D Common Reflection Surface (CRS) Stack*" ha avuto numerose applicazioni industriali, producendo risultati molto superiori alle tecnologie convenzionali.

Partendo da una consolidata base di algoritmi proprietari di *Depth Imaging* sono in avanzata fase di sviluppo nuove tecnologie in grado di generare immagini in profondità con caratteristiche di risoluzione tali da consentire una caratterizzazione fisica puntuale del *reservoir*.

È stata messa a punto una nuova metodologia interpretativa, "*3D Resistivity Modeling*", per le misure petrofisiche di pozzo (*log* elettrici), particolarmente indicata per il riconoscimento di zone mineralizzate in situazioni complesse, quali le formazioni a strati sottili di sabbie e argille. Le iniziali applicazioni di campo hanno dimostrato come il nuovo approccio contribuisca a produrre una stima più accurata e robusta delle riserve in posto.

Gestione Zolfo

Programma di Integrato di Ricerca "*H_2S and Sulphur Management in E&P Operations*"

Nel corso del 2006 saranno completate le attività del Programma Integrato di Ricerca "*Sulphur and H_2S Management in E&P Operations*", incentrato sull'approfondimento delle problematiche tecnologiche relative al trattamento di gas naturale a elevatissimo tenore di acidità. Tra i risultati più significativi figurano lo sviluppo di una nuova tecnologia di "*bulk removal*" di H_2S e di un sistema innovativo per lo stoccaggio massivo dello zolfo.

Trasporto di gas

Progetto TAP (Trasporto gas ad Alta Pressione)

Nell'ambito delle tecnologie che permettono il trasporto in condotta di rilevanti quantità di gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo (*Gas to Market*), il progetto TAP permetterà lo sviluppo di soluzioni tecnologiche *LD, HC, HP, HG* (*Long Distance, High Capacity, High Pressure, High Grade*) idonee a raggiungere i seguenti *target*:

(i) distanze superiori ai 3 mila chilometri;
(ii) volumi di gas da trasportare dell'ordine dei 20-30 miliardi di metri cubi/anno;
(iii) pressioni uguali a o maggiori di 15 Mpa;
(iv) impiego di acciai ad alto e altissimo grado di resistenza (es. X100).

Si calcola che la tecnologia TAP possa consentire di ridurre il consumo di gas impiegato nelle stazioni di compressione per il trasporto sulle lunghe distanze dal 7,5% a circa il 3% del volume trasportato.

L'attuale progetto, iniziato nel 2002, comprende un insieme articolato di attività di carattere sperimentale, ingegneristico e realizzativo che ha portato nel 2005 alla realizzazione di due infrastrutture aventi lo scopo di validare la tecnologia.

Il tratto dimostrativo Enna-Montalbano, costituito da una condotta di 10 km da 48" in acciaio ad alta resistenza X80 integrato nel sistema Snam Rete Gas, ha permesso di sperimentare e validare tutti gli aspetti realizzativi di un tratto industriale.

L'altra infrastruttura pilota realizzata nel Poligono Militare di Perdasdefogu in Sardegna, costituita da due tratti da 48" in acciaio ad alta resistenza X100 e avviata a settembre 2005, sarà esercita alla pressione di 140 bar e consentirà nei venti mesi previsti per il *testing* (fino a marzo 2007) di simulare il comportamento di una infrastruttura industriale reale su tempi equivalenti a venti anni.

A inizio 2006 saranno disponibili il primo *Technology Manual* e il *FEED* sviluppato per una "*trunk line*" ipotetica da 48" in acciaio X100 collegante il Centro Asia con il cuore dell'Europa (3.500 km). Lo sviluppo successivo del progetto potrà essere la costruzione e l'esercizio di una linea commerciale in X100 della lunghezza di alcune decine di chilometri.

Conversione del gas in prodotti liquidi

Progetto GTL

È una tecnologia chiave che abilita l'utilizzo di gas naturale su grande scala per la produzione di carburanti per autotrazione di qualità, in particolare di Diesel, e conseguentemente riveste un interesse strategico primario per tutte le *oil major*.

L'attività di R&S e ingegnerizzazione di Eni è culminata nel 2005 nella preparazione del primo *BDP* (*basic design package*) per un'unità industriale.

Il programma di attività 2006 prevede la continuazione dell'attività di consolidamento della tecnologia Fischer-Tropsch sull'impianto pilota di Sannazzaro (PV), l'ottimizzazione dell'integrazione dei primi due stadi della filiera,

la definizione della taglia ottimale del modulo GTL Eni e la preparazione del relativo *Basic Design Package*.

Conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri
Progetto *EST*

La tecnologia *EST* è un processo di idroconversione catalitica in fase *slurry* capace di convertire completamente gli asfalteni (la parte "*hard*" degli oli pesanti) e quindi di azzerare la produzione di residui sia liquidi che solidi derivanti specialmente dalla raffinazione dei "*non conventional oil*".

Si tratta di una tecnologia flessibile che coniuga le esigenze dell'*upstream* e del *downstream oil*, potenzialmente adattabile a contesti molto diversi; tra i prodotti figurano nafta, cherosene, gasolio.

La tecnologia è frutto di un'attività di ricerca iniziata alla fine degli anni '80 e giunta alla scala pilota nel 2001, anno in cui Eni assunse la decisione di realizzare un impianto dimostrativo (*CDP - Commercial Demonstration Plant*) da 1.200 bpd presso la Raffineria di Taranto. L'impianto, completato nel giugno 2005, è attualmente in esercizio. L'obiettivo delle campagne di *test* sul *CDP* è la validazione della tecnologia.

La piena dimostrazione della tecnologia *EST* 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.

Riformulazione di carburanti e lubrificanti
Progetto *Clean Diesel Fuel*

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità dei carburanti, già dal 2002 Eni ha avviato la commercializzazione di prodotti (BluDiesel e, a partire dal 2004, anche BluSuper) rispondenti alle specifiche richieste dalla normativa comunitaria che entrerà in vigore a partire dal 2009, e che prevede l'impiego di carburanti a bassissimo tenore di zolfo (<10 ppM).

A obiettivi di più lungo termine guarda il Programma Integrato di Ricerca "*Clean Diesel Fuel*" che ha come obiettivo l'individuazione di formulazioni ottimali di carburanti Diesel in grado di migliorare le prestazioni motoristiche e di ridurre significativamente le emissioni di particolato, utilizzando come termine di paragone il gasolio GTL Fischer-Tropsch.

Tutela dell'ambiente

In campo ambientale Eni, insieme con altri *partner* industriali e del mondo della ricerca, sta proseguendo nello sviluppo di tecnologie che permettano di individuare soluzioni per il futuro contenimento dell'impatto ambientale delle attività di estrazione, raffinazione e utilizzo degli idrocarburi.

Tra tali iniziative si segnalano:

- il Programma integrato di Ricerca "*GHG*" (*Green House Gases*) volto alla verifica della fattibilità della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depletati e in acquiferi salini;
- il Progetto *EWMS* (*Early Warning Monitoring System*) che ha consentito a Eni di dotarsi di un sistema proprietario di telemonitoraggio avanzato, basato sull'impiego di un'unica piattaforma informatica in grado di rilevare in tempo reale grandezze fisiche e chimiche utili al monitoraggio e al controllo delle attività produttive;
- il Progetto Idrogeno, volto allo sviluppo di un portafoglio di tecnologie di produzione dell'idrogeno da diverse fonti energetiche primarie e a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo **www.eni.it**.
Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio.

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.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

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 0,00615.

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.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

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 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 nei paesi produttori dell'area non OCSE 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 e 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.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero a alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti *PSA* (*Production Sharing Agreement*) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento.

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.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

PAGINA BIANCA

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 2005 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.
A seguito della emanazione del *Sarbanes Oxley Act*, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (*NYSE*), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale Regolamento, il Collegio Sindacale dell'Eni ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai Collegi Sindacali (ove esistenti) delle società controllate ai sensi dell'art. 151, 1° comma (come modificato dall'art. 2 della L. 262 del 28 dicembre 2005) e 2° comma del D.Lgs. 58/1998.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, 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, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, 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 acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti; a tal riguardo non abbiamo osservazioni o rilievi 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 questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame dei documenti aziendali e 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 che possano essere considerate indicatori di carenze nel sistema di controllo interno;
e) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale 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; l'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2005 senza evidenziare fatti di rilevo;
f) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, nelle quali non sono emersi fatti o situazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
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 sulle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;
h) in ottemperanza alle disposizioni dell'"*International Accounting Standards - IAS 24*" concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, segnaliamo che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche hanno dichiarato di non aver posto in essere né direttamente né per interposta persona o per il tramite di soggetti ad essi riconducibili secondo le disposizioni dello *IAS 24* richiamato, operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. n. 58/1998. Come risulta dalla Nota integrativa al bilancio individuale d'impresa e dalle Note al bilancio consolidato, un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2005, analogamente a

quanto verificatosi nei precedenti esercizi, un familiare di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello *IAS 24*, 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 18 milioni di euro. Le prestazioni rese alla sola Eni SpA sono ammontate a circa 3,1 milioni di euro in termini di acquisti e a circa 0,2 milioni di euro in termini di vendite;

i) la società di revisione ha rilasciato, in data 28 aprile 2006, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 58/1998 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2005, redatto per la prima volta in conformità agli *International Financial Reporting Standards - IFRS* adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data";

j) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408;

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 28 maggio 2004, nel corso dell'esercizio 2005, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato nonché revisione limitata della relazione semestrale e verifiche nel corso dell'esercizio sulla regolare tenuta della contabilità sociale), ha ricevuto i seguenti ulteriori incarichi:
   - revisione delle rettifiche necessarie a ricondurre i dati della situazione patrimoniale al 1 gennaio 2004, del bilancio 2004 e della relazione semestrale 2004 agli *IAS/IFRS* (compenso pattuito 837 mila euro);
   - revisione contabile propedeutica allo svolgimento delle attività di *audit* sul sistema di controllo di cui alla sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (compenso da determinarsi a consuntivo entro l'importo massimo di 607 mila euro);
   - revisione contabile limitata del prospetto contabile e della relazione ai fini della distribuzione di acconti su dividendi (compenso pattuito 19 mila euro).

Complessivamente nel 2005 sono stati, pertanto, conferiti incarichi aggiuntivi per un compenso complessivo sino all'importo massimo di 1.463 mila euro.

Il Collegio segnala che nel periodo in esame sono stati conferiti incarichi aggiuntivi alla PricewaterhouseCoopers e alle società estere appartenenti allo stesso *network* da parte di altre società del gruppo per 358 mila euro.

m) tenuto conto:
   - della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers, ai sensi del punto 4.5.2.2 del documento "Principi sull'indipendenza del revisore" emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dal Consiglio Nazionale dei Ragionieri e Periti Commerciali e raccomandato dalla Consob con delibera n. 15185 del 5 ottobre 2005;
   - degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del Gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers;

n) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 3° comma, del codice civile; la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58, in relazione al disposto del 5° comma dell'art. 2433-bis del codice civile (acconto sui dividendi);

o) nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, il Collegio si è riunito 23 volte, ha assistito alle 21 riunioni del Consiglio di Amministrazione e ha partecipato alle 14 riunioni del Comitato per il controllo interno. Il *Compensation Committee* si è riunito complessivamente 7 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 2005 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Paolo Andrea Colombo, Presidente del Collegio Sindacale

Filippo Duodo, Sindaco effettivo

Edoardo Grisolia, Sindaco effettivo

Riccardo Perotta, Sindaco effettivo

Giorgio Silva, Sindaco effettivo

Milano, 3 maggio 2006

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

Effetti derivanti dall'applicazione degli *IFRS*[1]

A partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (*IFRS*) omologati dalla Commissione Europea.
Alla data di transizione ai nuovi principi (1° gennaio 2004), che corrisponde all'inizio del primo periodo posto a confronto, va redatta una situazione patrimoniale che:
- rileva tutte e solo le attività e le passività considerate tali in base ai nuovi principi;
- valuta le attività e le passività nei valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine (applicazione *retrospective*);
- riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli *IFRS*.

L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e delle passività ai nuovi principi è rilevato a patrimonio netto, tenuto conto del relativo effetto fiscale da iscrivere nelle passività per imposte differite o nelle attività per imposte anticipate.
In applicazione dell'*IFRS 1* sono indicate di seguito: (i) la riconduzione agli *IFRS* dello stato patrimoniale del bilancio 2004; (ii) la riconduzione agli IFRS del conto economico del bilancio 2004; (iii) la riconciliazione dei patrimoni netti dei bilanci 2003 e 2004, incluse le interessenze di terzi azionisti, con quelli risultanti dall'applicazione degli *IFRS*; (iv) la riconciliazione dell'utile netto di Gruppo del bilancio 2004 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS*.
I saldi presenti nelle riconciliazioni previste dall'*IFRS 1* sono stati oggetto di *full audit* da parte della PricewaterhouseCoopers.
I principi contabili internazionali di riferimento sono indicati nella sezione "Criteri di valutazione". Le principali opzioni previste dall'*IFRS 1* adottate in sede di prima applicazione degli *IFRS* riguardano la mancata riapertura delle operazioni di aggregazione di imprese (cd. *business combination*) e la definizione al 1° gennaio 2005 della data di transizione relativa alla prima adozione dei principi contabili *IAS 32* e *IAS 39*, riguardanti la valutazione degli strumenti finanziari, ivi inclusi i derivati, come consentito dall'*IFRS 1*.

Inclusione della Saipem nell'area di consolidamento
Rispetto alla analoga informativa presentata nelle relazioni infrannuali dell'esercizio 2005, rileva la circostanza che le riconduzioni e riconciliazioni di seguito indicate sono state modificate per riflettere i recenti orientamenti dell'*International Accounting Standards Board* (*IASB*) in merito al concetto di controllo di fatto, provvedendo all'inclusione nell'area di consolidamento di Gruppo della Saipem SpA e delle sue controllate.
L'esclusione della Saipem SpA, di cui Eni al 31 dicembre 2005 possiede il 43,26% delle azioni aventi diritto al voto, e delle sue controllate dall'area di consolidamento di Gruppo era basata su una restrittiva interpretazione delle disposizioni dello *IAS 27* "Bilancio consolidato e separato" secondo la quale il consolidamento integrale è ammesso solo in presenza della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria o, in mancanza, in presenza di un controllo fondato su accordi con altri soci o in altre situazioni che attribuiscono al soggetto il potere autonomo e incontrastabile di nominare la maggioranza del Consiglio di Amministrazione. In relazione a tale interpretazione, la Saipem SpA pur essendo controllata di fatto ai sensi dell'art. 2359, comma 2, del codice civile era stata valutata secondo il metodo del patrimonio netto.
Lo *IASB* ha in corso la revisione delle disposizioni dello *IAS 27*; infatti, nell'ottobre 2005 è apparso sullo *IASB Update* uno *statement* di riunione dove viene indicato che il concetto di controllo definito dallo *IAS 27* include la fattispecie di controllo prevista dall'art. 2359, comma 2, del codice civile, sebbene l'assenza di puntuali indicazioni renda possibile una differente interpretazione del principio. Lo *IASB* ha intenzione di normare in modo più dettagliato il concetto di controllo nella nuova versione dello *IAS 27*.
Tenuto conto dell'orientamento espresso dallo *IASB*, la Saipem SpA e le sue controllate sono state incluse nell'area di consolidamento *IFRS* sin dal 1° gennaio 2004, anche al fine di rendere le risultanze economico finanziarie del Gruppo più aderenti alla sua realtà industriale.

(1) Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del "*Preface to International Financial Reporting Standards*", gli *IFRS* (*International Financial Reporting Standard*) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*), ex *International Accounting Standards Committee* (*IASC*) e comprendono: (i) gli *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*); (ii) gli *International Accounting Standards* (*IAS*); (iii) le interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (*IFRIC*) e dallo Standing Interpretations Committee (*SIC*) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo *IASB* per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2004

La riconduzione agli *IFRS* delle diverse voci dello stato patrimoniale del bilancio 2004 è la seguente:

(milioni di euro)	Bilancio 2004	Esclusione *joint venture*	Pro-forma	Rettifiche	*IFRS*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.264	(261)	1.003		1.003
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.292	(4)	1.288	(22)	1.266
Crediti commerciali e altri crediti	13.715	(95)	13.620	114	13.734
Rimanenze	2.658	(135)	2.523	324	2.847
Attività per imposte correnti	702	(28)	674		674
Altre attività	629	(1)	628	(40)	588
	20.260	**(524)**	**19.736**	**376**	**20.112**
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	37.616	(293)	37.323	3.263	40.586
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	662		662	724	1.386
Attività immateriali	3.190		3.190	123	3.313
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.753	313	3.066	90	3.156
Altre partecipazioni	529		529		529
Altre attività finanziarie	932	4	936		936
Attività per imposte anticipate	2.203		2.203	(376)	1.827
Altre attività	967	(17)	950	58	1.008
	48.852	**7**	**48.859**	**3.882**	**52.741**
TOTALE ATTIVITÀ	**69.112**	**(517)**	**68.595**	**4.258**	**72.853**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	4.115	35	4.150		4.150
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	936	(9)	927		927
Debiti commerciali e altri debiti	11.008	(469)	10.539	(6)	10.533
Passività per imposte correnti	2.514	(16)	2.498		2.498
Altre passività	517	(12)	505		505
	19.090	**(471)**	**18.619**	**(6)**	**18.613**
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	7.674	17	7.691	(84)	7.607
Fondi per rischi e oneri	6.107	(4)	6.103	(367)	5.736
Fondi per benefici ai dipendenti	820	(5)	815	167	982
Passività per imposte differite	2.533	(59)	2.474	1.474	3.948
Altre passività	422	5	427		427
	17.556	**(46)**	**17.510**	**1.190**	**18.700**
TOTALE PASSIVITÀ	**36.646**	**(517)**	**36.129**	**1.184**	**37.313**
PATRIMONIO NETTO					
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.128		2.128	1.038	3.166
Patrimonio netto di Eni	30.338 (1)		30.338	2.036	32.374
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**32.466**		**32.466**	**3.074**	**35.540**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**69.112**	**(517)**	**68.595**	**4.258**	**72.853**

(1) Al netto delle azioni proprie in portafoglio alla stessa data di 3.229 milioni di euro (gli *IFRS* prevedono l'indicazione delle azioni proprie in deduzione del patrimonio netto).

Conto economico 2004

La riconduzione agli *IFRS* delle diverse voci del conto economico del bilancio 2004 è la seguente:

(milioni di euro)	Bilancio 2004	Esclusione *joint venture*	Riclassifica componenti straordinarie	Pro-forma	Rettifiche	*IFRS*
Ricavi della gestione caratteristica	58.382	(916)		57.466	79	57.545
Altri ricavi e proventi	1.298	(12)	79	1.365	12	1.377
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(39.092)	679	(623)	(39.036)	689	(38.347)
Costo lavoro	(3.264)	64	(54)	(3.254)	9	(3.245)
Ammortamenti e svalutazioni	(4.861)	72	(18)	(4.807)	(124)	(4.931)
Utile operativo	**12.463**	**(113)**	**(616)**	**11.734**	**665**	**12.399**
Oneri finanziari netti	(95)	(6)		(101)	(55)	(156)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	229	81	608	918	(98)	820
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**12.597**	**(38)**	**(8)**	**12.551**	**512**	**13.063**
Oneri straordinari netti	(56)		56			
Utile prima delle imposte	**12.541**	**(38)**	**48**	**12.551**	**512**	**13.063**
Imposte sul reddito	(4.653)	38	(48)	(4.663)	(859)	(5.522)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**7.888**			**7.888**	**(347)**	**7.541**
Utile di terzi azionisti	(614)			(614)	132	(482)
Utile netto	**7.274**			**7.274**	**(215)**	**7.059**

Riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2003

La riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2003, incluse le interessenze di terzi azionisti, con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Patrimonio netto del bilancio 2003	**28.318**
1.	Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni	1.570
2.	Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate	1.233
3.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	479
4.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	394
5.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri	269
6.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	152
7.	*Underlifting*	61
8.	Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su *business combination*	(514)
9.	Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali	(189)
10.	Benefici a favore dei dipendenti	(92)
11.	Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	(43)
	Altre rettifiche nette	(121)
	Variazione netta	**3.199**
	Patrimonio netto a principi *IFRS*	**31.517**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nel paragrafo successivo "Natura delle principali rettifiche".

Riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2004

La riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2004, incluse le interessenze di terzi azionisti, con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Patrimonio netto del bilancio 2004	**32.466**
1.	Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni	1.501
2.	Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate	563
3.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	677
4.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	393
5.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri	295
6.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	215
7.	*Underlifting*	87
8.	Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su *business combination*	(470)
9.	Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali	(130)
10.	Benefici a favore dei dipendenti	(81)
11.	Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	79
12.2	Ammortamento avviamento	102
	Altre rettifiche nette	(157)
	Variazione netta	**3.074**
	Patrimonio netto a principi *IFRS*	**35.540**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nel paragrafo successivo "Natura delle principali rettifiche".

Riconciliazione dell'utile netto di Gruppo del bilancio 2004

La riconciliazione dell'utile netto di Gruppo del bilancio 2004 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Utile netto 2004 di Gruppo a principi contabili italiani	**7.274**
1.	Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni	(70)
2.	Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate	(671)
3.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	199
4.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	(3)
5.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri	31
6.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	63
7.	*Underlifting*	33
8.	Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su *business combination*	38
9.	Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali	39
10.	Benefici a favore dei dipendenti	8
11.	Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	126
12.	Altre variazioni del risultato 2004 a principi *IFRS*	(109)
12.1	*Rettifica plusvalenza su cessione 9,054% di Snam Rete Gas*	*(211)*
12.2	*Ammortamento avviamento*	102
	Altre rettifiche nette	(31)
	Effetto delle rettifiche *IFRS* sull'utile di terzi azionisti (1)	132
	Variazione netta	**(215)**
	Utile netto di Gruppo a principi *IFRS*	**7.059**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nel paragrafo successivo "Natura delle principali rettifiche".
(1) La rettifica è conseguente all'attribuzione ai terzi azionisti della quota loro spettante degli effetti dell'adeguamento agli *IFRS*.

■ Natura delle principali rettifiche

Di seguito è indicata la natura delle principali rettifiche effettuate allo stato patrimoniale del bilancio 2003; gli effetti di queste rettifiche si riflettono sul conto economico e sullo stato patrimoniale del bilancio 2004.

1. Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni

La rettifica riguarda essenzialmente i gasdotti, le centrali di compressione e le reti di distribuzione che fino al bilancio dell'esercizio 1999 sono stati ammortizzati, seguendo la prassi diffusa in Italia, con le aliquote massime fiscalmente consentite (rispettivamente 10%, 10% e 8%) sia a livello di bilancio di esercizio, sia a livello di bilancio consolidato. Nei bilanci consolidati redatti secondo gli *U.S. GAAP* questi beni sono stati invece ammortizzati con l'aliquota del 4% sulla base della stima della vita utile utilizzata nella prassi internazionale di 25 anni.

La vita utile dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione è stata modificata nel 2000 per effetto della determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe di vendita che considerano la vita tecnica dei gasdotti in 40 anni, delle centrali di compressione in 25 anni e delle reti di distribuzione in 50 anni. In relazione a ciò, considerando questa modifica delle vite utili come una revisione di precedenti stime, a partire dall'esercizio 2000 il valore dei beni, al netto del fondo ammortamento al 31 dicembre 1999, è stato ammortizzato sulla base della loro vita utile residua sia ai fini *Italian GAAP* sia ai fini *U.S. GAAP*.

In sede di prima applicazione degli *IFRS*, l'adozione del metodo *retrospective* comporta l'adozione dei nuovi principi, utilizzando le informazioni disponibili alla data in cui si sono verificati i singoli eventi di gestione, come se fossero stati sempre applicati. In relazione a ciò, i valori di iscrizione dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione al 1° gennaio 2004 sono stati rideterminati utilizzando sino all'esercizio 1999 quella adottata a livello internazionale di 25 anni; dall'esercizio 2000 il valore residuo è ammortizzato secondo le stime delle vite utili definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Coerentemente, il valore di iscrizione delle navi metaniere al 1° gennaio 2004 è stato rideterminato per effetto della revisione della loro vita utile utilizzando fino all'esercizio 2001 quella utilizzata a livello internazionale di 20 anni; dall'esercizio 2002 il valore residuo è ammortizzato secondo la stima della vita utile di 30 anni definita a seguito del loro conferimento dalla Snam SpA alla LNG Shipping SpA.

Rileva inoltre la circostanza che secondo la prassi contabile italiana il valore di immobilizzazioni complesse è suddiviso in base alle diverse categorie fiscali di appartenenza individuate dalle tabelle dei coefficienti di ammortamento emesse con decreto ministeriale. Secondo gli *IFRS* le singole componenti di un'immobilizzazione complessa, caratterizzate da vite utili differenti, sono rilevate separatamente per essere ammortizzate coerentemente alla loro durata; i terreni, non oggetto di ammortamento, sono rilevati separatamente anche quando acquistati congiuntamente ai fabbricati.

L'adeguamento ha determinato l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 2.563 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (1.570 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (993 milioni di euro).

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato la riduzione del risultato 2004 di 70 milioni di euro.

2. Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate

La rettifica in aumento del patrimonio netto di 1.233 milioni di euro è riferita in particolare ai seguenti aspetti.

2.1 ISCRIZIONE IMPOSTE ANTICIPATE SU RIVALUTAZIONE DEI BENI (LEGGE 342/2000)

Secondo i principi contabili italiani l'iscrizione di imposte anticipate è effettuata quando esiste la "ragionevole certezza" del loro recupero.

Secondo gli *IFRS* l'iscrizione di imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato "probabile" (un evento è considerato "probabile" quando è più verosimile che si verifichi piuttosto che il contrario).

Nel 2000 la Snam SpA, ora incorporata da Eni SpA, ha effettuato la rivalutazione dei beni prevista dalla legge 342/2000 allineando il valore contabile degli stessi al loro valore normale. Sull'ammontare della rivalutazione riferita ai beni ammortizzabili è stata pagata l'imposta sostitutiva del 19% ottenendo così il riconoscimento fiscale della rivalutazione stessa. I beni relativi all'attività di trasporto sono stati conferiti nel 2001 a Snam Rete Gas SpA. La rivalutazione non ha avuto effetti sul bilancio consolidato; in relazione a ciò, si è venuta a determinare una differenza temporanea tra il valore fiscalmente riconosciuto e il valore iscritto nel bilancio consolidato su cui, in applicazione dei principi contabili di riferimento, sono state stanziate imposte anticipate che al 31 dicembre 2003 ammontavano a 629 milioni di euro corrispondenti al 19%[2] degli ammortamenti previsti nel piano quadriennale 2004-2007 sulla differenza temporanea deducibile.

(2) Tenuto conto del successivo conferimento dei beni alla controllata Snam Rete Gas SpA, la differenza temporanea è stata considerata nella sostanza assimilabile a quella generata dall'eliminazione degli utili interni; in applicazione dei principi contabili italiani l'aliquota adottata del 19% è pari all'imposta pagata dalla conferente e non a quella che la conferitaria Snam Rete Gas SpA può recuperare.

Secondo gli *IFRS*, sull'intera differenza temporanea vanno rilevate le imposte anticipate adottando l'aliquota corrente (37,25%).
L'applicazione del principio ha determinato l'aumento delle attività per imposte anticipate di 828 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato la riduzione del risultato 2004 di 266 milioni di euro connesso al "rigiro"[3] delle imposte riferite agli ammortamenti eccedenti.

2.2 ISCRIZIONE IMPOSTE ANTICIPATE SU RIMANENZE STOGIT
Nel 2003 la Stoccaggi Gas Italia SpA, avvalendosi della facoltà concessa dalla legge 28 dicembre 2001, n. 448, ha proceduto al riallineamento dei valori fiscali ai maggiori valori civilistici dei beni conferitigli. Nel bilancio consolidato i beni oggetto di conferimento nella Stoccaggi Gas Italia SpA sono stati mantenuti al loro valore storico; il riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici ha determinato nel bilancio consolidato una differenza temporanea rispetto ai valori fiscalmente riconosciuti sulla quale sono state iscritte imposte anticipate di 287 milioni di euro. Parte della differenza temporanea riguarda le rimanenze di gas naturale; tenuto conto dell'indeterminatezza dell'esercizio di recupero del risparmio di imposta (al termine della concessione, sempreché non sia rinnovata), nel bilancio 2003 non vennero rilevate imposte anticipate su tale differenza temporanea.
L'applicazione del principio ha determinato l'iscrizione all'attivo patrimoniale di attività per imposte anticipate, in contropartita al patrimonio netto, di 259 milioni di euro.
Nel bilancio consolidato 2004 sono state iscritte le imposte anticipate sulla differenza temporanea relativa alla rimanenza perché la legge 23 agosto 2004, n. 239 (cd. legge Marzano) ha consentito di determinare l'esercizio di recupero[4]; ciò ha comportato la corrispondente rettifica in diminuzione del risultato 2004 a principi *IFRS*.

2.3 ALTRI EFFETTI DEL DIVERSO CRITERIO DI ISCRIZIONE DI IMPOSTE ANTICIPATE
L'applicazione del criterio del recupero "probabile" in luogo della "ragionevole certezza" ad altre differenze temporanee deducibili ha determinato l'iscrizione all'attivo patrimoniale di attività per imposte anticipate di 146 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.
Queste imposte anticipate sono state rilevate nel bilancio consolidato 2004 perché si sono verificate le condizioni per la loro iscrizione; ciò ha comportato la corrispondente rettifica in diminuzione del risultato 2004 a principi *IFRS*.

3. Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*
Secondo i principi contabili italiani il costo delle rimanenze può essere determinato con il metodo del costo medio ponderato oppure con il metodo *FIFO* o *LIFO*. Eni nella valutazione delle rimanenze di greggi, di gas naturale e di prodotti petroliferi sino al bilancio 2004 ha adottato il metodo *LIFO* a scatti annuali.
Gli *IFRS* non consentono l'applicazione del metodo *LIFO*; sono ammessi il *FIFO* e il costo medio ponderato.
L'applicazione del costo medio ponderato su base trimestrale ai greggi, al gas naturale e ai prodotti petroliferi ha determinato la rettifica in aumento del valore delle rimanenze di 764 milioni di euro[5] in contropartita al patrimonio netto (479 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (285 milioni di euro).
Con l'applicazione del metodo *LIFO* la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze, salvo nel caso di riduzione dei volumi. Con l'adozione del costo medio ponderato la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi ha una diretta influenza con la rilevazione di *profit* o *loss in stock* derivanti dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 199 milioni di euro connesso alla crescita dei prezzi.

4. Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari
Secondo i principi contabili italiani gli oneri finanziari sono iscritti all'attivo patrimoniale limitatamente alla parte non coperta dall'autofinanziamento, dall'apporto di mezzi propri ovvero da contributi di terzi.
Gli *IFRS*, quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, consentono l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

(3) Per "rigiro" si intende l'imputazione a conto economico delle imposte differite/anticipate stanziate negli esercizi precedenti, per effetto dell'annullamento della differenza temporanea che le ha determinate a seguito, a esempio, dello stanziamento di ammortamenti economico tecnici successivi al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito ovvero del riconoscimento fiscale delle spese in precedenza stanziate a fondi per rischi e oneri non deducibili.
(4) Infatti l'articolo 1, comma 61 prescrive: "I titolari delle concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di 2 proroghe di 10 anni qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e abbiano adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime". La precedente legge n. 170/1970 indicava: "le concessioni possono essere rinnovate per periodi di 10 anni".
(5) Di cui 30 milioni di euro, riguardanti gas stoccato, iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

L'applicazione del principio ha determinato la rettifica in aumento delle immobilizzazioni materiali di 615 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (394 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (221 milioni di euro).
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato la riduzione del risultato 2004 di 3 milioni di euro (l'effetto dei maggiori ammortamenti è stato solo in parte assorbito dall'aumento degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale).

5. Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani nei fondi per rischi e oneri si comprendono 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. I fondi per rischi e oneri non sono oggetto di attualizzazione.
Secondo gli *IFRS* i fondi per rischi e oneri sono accantonati esclusivamente in presenza di un'obbligazione attuale considerata "probabile" conseguente a eventi verificatisi entro la data di chiusura del bilancio derivanti da obbligazioni legali, contrattuali, oppure da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa che determinano valide aspettative nelle persone coinvolte (obbligazioni implicite) e sempreché l'ammontare della passività possa essere determinata in modo attendibile. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e la data degli esborsi connessi all'obbligazione può essere determinata in modo attendibile, il costo stimato è oggetto di attualizzazione al tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa.
Relativamente agli accantonamenti ai fondi per incentivi all'esodo, secondo gli *IFRS* è necessaria l'esistenza di un piano dettagliato formalizzato che indichi almeno le attività, le localizzazioni, le categorie e il numero approssimativo dei dipendenti interessati dalla ristrutturazione; il piano deve essere avviato o adeguatamente comunicato alle parti interessate entro la data di chiusura dell'esercizio generando la valida aspettativa che l'impresa adempirà all'obbligazione assunta.
Relativamente ai fondi per rischi catastrofali, la Padana Assicurazioni, in applicazione delle disposizioni previste dal decreto del Ministero dell'industria, commercio e artigianato del 15 giugno 1984, effettua stanziamenti integrativi a fronte di rischi di terremoto, maremoto, eruzione vulcanica e fenomeni connessi. Questi stanziamenti integrativi, in assenza di un'obbligazione attuale non sono ammessi dagli *IFRS*.
Relativamente ai fondi manutenzioni cicliche, secondo gli *IFRS* questi costi, poiché non rappresentativi di obbligazioni attuali, sono iscritti all'attivo patrimoniale come componente distinta del bene principale nell'esercizio in cui sono sostenuti e sono inclusi nel processo di ammortamento considerando una vita utile appropriata.
In relazione all'assenza di un'obbligazione attuale, l'applicazione del principio ha determinato lo storno dei fondo per rischi e oneri di 327 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (269 milioni di euro), alle passività per imposte differite (36 milioni di euro) e alla riduzione degli altri crediti (22 milioni di euro) riferita alla parte dei rischi oggetto di riassicurazione.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 31 milioni di euro.

6. Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti

Secondo i principi contabili italiani gli oneri connessi allo smantellamento e al ripristino siti sono accantonati annualmente a uno specifico fondo in modo da far coincidere il rapporto tra gli accantonamenti effettuati e il costo 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 accantonati 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.
Secondo gli *IFRS* i costi stimati per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture sono iscritti in uno specifico fondo in contropartita alle immobilizzazioni cui si riferiscono; quando l'effetto finanziario del tempo assume rilevanza, il costo stimato è iscritto sulla base del valore attuale dei costi da sostenere applicando il tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa. Il costo attribuito alle diverse componenti significative dell'immobilizzazione è imputato a conto economico mediante il processo di ammortamento. Il fondo, e conseguentemente il valore di iscrizione delle immobilizzazioni, è periodicamente aggiornato per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione.
L'applicazione del principio ha determinato l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 254 milioni di euro, del patrimonio netto di 152 milioni di euro, delle passività per imposte differite di 158 milioni di euro, nonché la riduzione del fondo smantellamento e ripristino siti di 56 milioni di euro.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 63 milioni di euro.

7. *Underlifting*

Nel settore Exploration & Production gli accordi di *joint venture* regolano, tra l'altro, i diritti di ciascun partecipante a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo.

Il ritiro da parte di un *partner* di una quantità di produzione superiore rispetto alla quota di spettanza determina da parte dell'avente diritto la rilevazione di un credito nei suoi confronti.

Secondo i principi contabili italiani il credito è valorizzato al costo di produzione; secondo gli *IFRS* il credito è valorizzato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

L'applicazione del principio ha determinato l'aumento degli altri crediti di 78 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (61 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (17 milioni di euro).

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 33 milioni di euro.

8. Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su *business combination*

Secondo i principi contabili italiani la differenza tra la componente di fiscalità latente attualizzata inclusa nella determinazione del *fair value* delle attività nette acquisite e le connesse passività per imposte differite rilevate al valore nominale ("differenza") rappresenta concettualmente un risconto attivo.

Secondo gli *IFRS* questa differenza è attribuita alla voce "Avviamento"; tuttavia in sede di prima applicazione l'avviamento può essere rettificato esclusivamente in presenza di determinate circostanze non applicabili alla fattispecie. In relazione a ciò, la differenza è oggetto di storno perché non può considerarsi un'attività ai fini *IFRS*.

L'applicazione del principio ha determinato la riduzione del patrimonio netto di 514 milioni di euro in contropartita alle attività per imposte anticipate.

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 38 milioni di euro.

9. Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali

La rettifica in diminuzione del patrimonio netto di 189 milioni di euro è riferita in particolare ai seguenti aspetti.

9.1 IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

Secondo i principi contabili italiani i costi per operazioni societarie straordinarie, i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive e i costi di costituzione e di aumento del capitale sociale possono essere imputati all'attivo patrimoniale.

Gli *IFRS* prevedono l'imputazione a conto economico di questi costi, salvo i costi di costituzione e di aumento del capitale sociale dell'impresa consolidante che sono iscritti a riduzione del patrimonio netto tenuto conto del relativo effetto fiscale.

Secondo i principi contabili italiani i costi di sviluppo del *software* possono essere imputati a determinate condizioni all'attivo patrimoniale. Gli *IFRS* prevedono condizioni più stringenti per la loro imputazione all'attivo patrimoniale.

L'applicazione dei principi ha determinato lo storno di immobilizzazioni immateriali di 114 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (81 milioni di euro) e all'iscrizione di attività per imposte anticipate (33 milioni di euro).

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato un aumento del risultato 2004 di 33 milioni di euro.

9.2 RIVALUTAZIONI DEI BENI

Secondo i principi contabili italiani la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali è consentita in conformità a specifiche disposizioni di legge nel limite del loro valore recuperabile.

Secondo gli *IFRS* non sono ammesse rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali in applicazione di disposizioni di legge.

L'applicazione del principio ha determinato la rettifica in diminuzione delle immobilizzazioni materiali di 75 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (54 milioni di euro) e all'iscrizione di attività per imposte anticipate (21 milioni di euro). La riduzione dell'attivo patrimoniale considera la rideterminazione sulla base del costo storico delle plusvalenze/minusvalenze da cessione e del ricalcolo degli ammortamenti sino al 31 dicembre 2003.

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 5 milioni di euro.

9.3 COSTI DI PRE-SVILUPPO

Secondo i principi contabili italiani gli oneri connessi a studi, ricerche e indagini preliminari sostenuti al fine di verificare differenti ipotesi di sviluppo operativo del giacimento sono imputati all'attivo patrimoniale tra le immobilizzazioni materiali.

Secondo gli *IFRS* questi costi sono assimilati alle spese di esplorazione che Eni imputa a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

L'applicazione del principio ha determinato lo storno dei costi di pre-sviluppo imputati all'attivo patrimoniale di 71 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (54 milioni di euro) e all'iscrizione di attività per imposte anticipate (17 milioni di euro).
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato un aumento del risultato 2004 di 1 milione di euro.

10. Benefici a favore dei dipendenti
Secondo i principi contabili italiani i benefici successivi al rapporto di lavoro sono rilevati per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro applicabili.
Secondo gli *IFRS* i benefici successivi al rapporto di lavoro (es. pensioni, assicurazioni sulla vita e assistenza medica successivi al rapporto di lavoro, etc.) sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa è limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo).
I programmi a benefici definiti sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l'obbligazione dell'impresa, anche implicita (v. punto 5), di concedere i benefici non formalizzati a favore degli ex dipendenti[6]. Gli oneri connessi (attualizzati), determinati sulla base di ipotesi attuariali[7], sono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l'ottenimento dei benefici.
L'applicazione del principio ha determinato la rettifica in diminuzione del patrimonio netto di 92 milioni di euro, l'iscrizione di attività per imposte anticipate (54 milioni di euro) in contropartita all'aumento dei fondi per rischi e oneri (146 milioni di euro), riferito in particolare agli oneri di assistenza medica successivi al rapporto di lavoro e ai fondi pensione esteri.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 8 milioni di euro.

11. Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto
Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate sono valutate sulla base del metodo del patrimonio netto.
L'applicazione degli *IFRS* ai saldi iniziali al 1° gennaio 2004 delle attività e delle passività di queste imprese ha determinato la rettifica in diminuzione delle partecipazioni di 43 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato la rettifica in aumento del risultato 2004 di 126 milioni di euro connessa essenzialmente all'eliminazione dell'ammortamento dell'avviamento (v. punto 12.2).

12. Altre variazioni del risultato 2004 a principi *IFRS*
La rettifica in riduzione del risultato 2004 di 109 milioni di euro è riferita in particolare ai seguenti aspetti.

12.1 RETTIFICA PLUSVALENZA SU CESSIONE 9,054% DI SNAM RETE GAS
Per effetto dell'applicazione degli *IFRS*, il patrimonio netto di riferimento da confrontare con il prezzo di cessione per la determinazione della plusvalenza sulla vendita effettuata nel 2004 del 9,054% di Snam Rete Gas è aumentato di 2.335 milioni di euro in relazione, essenzialmente, all'incremento del valore di iscrizione dei gasdotti (v. punto 1) e delle attività per imposte anticipate (v. punto 2.1).
Tenuto conto di ciò, l'applicazione degli *IFRS* ha determinato la riduzione del risultato 2004 di 211 milioni di euro.

12.2 AMMORTAMENTO AVVIAMENTO
Secondo i principi contabili italiani l'avviamento è oggetto di ammortamento a quote costanti lungo il periodo di utilizzazione previsto, non superiore a cinque anni; se motivato da ragioni specifiche connesse alla realtà o alla tipologia dell'impresa a cui l'avviamento si riferisce è consentito ammortizzare l'avviamento in un periodo superiore non eccedente i venti anni.
Secondo gli *IFRS* l'avviamento non è oggetto di ammortamento, bensì di valutazione almeno annuale volta a verificarne la sua recuperabilità (*impairment test*).
L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento del risultato 2004 di 102 milioni di euro.

(6) Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il TFR è assimilato a un programma a benefici definiti.
(7) Le ipotesi attuariali riguardano, tra l'altro, le seguenti variabili: (i) il livello delle retribuzioni future; (ii) il tasso di mortalità dei dipendenti; (iii) il tasso di rotazione del personale; (iv) la percentuale dei partecipanti al piano con persone a carico che avranno diritto ai benefici (es. coniugi e figli di dipendenti); (v) nell'ambito dei piani di assistenza sanitaria, la frequenza delle richieste di rimborso e le modifiche future nei costi per le prestazioni sanitarie; (vi) i tassi di interesse.

Stato patrimoniale

(milioni di euro)		31.12.2004	31.12.2005
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(NOTA N. 1)	1.003	1.333
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(NOTA N. 2)	1.266	1.368
Crediti commerciali e altri crediti	(NOTA N. 3)	13.734	17.902
Rimanenze	(NOTA N. 4)	2.847	3.563
Attività per imposte correnti	(NOTA N. 5)	674	697
Altre attività	(NOTA N. 6)	588	369
		20.112	**25.232**
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	(NOTA N. 7)	40.586	45.013
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(NOTA N. 8)	1.386	2.194
Attività immateriali	(NOTA N. 9)	3.313	3.194
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(NOTA N. 10)	3.156	3.890
Altre partecipazioni	(NOTA N. 10)	529	421
Altre attività finanziarie	(NOTA N. 11)	936	1.050
Attività per imposte anticipate	(NOTA N. 12)	1.827	1.861
Altre attività	(NOTA N. 13)	1.008	995
		52.741	**58.618**
TOTALE ATTIVITÀ		**72.853**	**83.850**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	(NOTA N. 14)	4.150	4.612
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(NOTA N. 18)	927	733
Debiti commerciali e altri debiti	(NOTA N. 15)	10.533	13.095
Passività per imposte correnti	(NOTA N. 16)	2.498	3.430
Altre passività	(NOTA N. 17)	505	613
		18.613	**22.483**
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	(NOTA N. 18)	7.607	7.653
Fondi per rischi e oneri	(NOTA N. 19)	5.736	7.679
Fondi per benefici ai dipendenti	(NOTA N. 20)	982	1.031
Passività per imposte differite	(NOTA N. 21)	3.948	4.890
Altre passività	(NOTA N. 22)	427	897
		18.700	**22.150**
TOTALE PASSIVITÀ		**37.313**	**44.633**
PATRIMONIO NETTO	(NOTA N. 23)		
Capitale e riserve di terzi azionisti		**3.166**	**2.349**
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)		4.004	4.005
Riserva sovrapprezzo azioni			
Altre riserve		9.629	10.910
Utili relativi a esercizi precedenti		14.911	17.381
Utile dell'esercizio		7.059	8.788
Azioni proprie		(3.229)	(4.216)
Totale patrimonio netto di Eni		**32.374**	**36.868**
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**35.540**	**39.217**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**72.853**	**83.850**

Conto economico

(milioni di euro)		2004	2005
RICAVI	(NOTA N. 25)		
Ricavi della gestione caratteristica		57.545	73.728
Altri ricavi e proventi		1.377	798
TOTALE RICAVI		**58.922**	**74.526**
Costi operativi	(NOTA N. 26)		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		38.347	48.567
Costo lavoro		3.245	3.351
Ammortamenti e svalutazioni		4.931	5.781
Utile operativo		**12.399**	**16.827**
Proventi (oneri) finanziari	(NOTA N. 27)		
Proventi finanziari		2.589	3.131
Oneri finanziari		(2.745)	(3.497)
		(156)	**(366)**
Proventi (oneri) su partecipazioni	(NOTA N. 28)		
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		332	737
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		488	177
		820	**914**
Utile ante imposte		**13.063**	**17.375**
Imposte sul reddito	(NOTA N. 29)	**(5.522)**	**(8.128)**
Utile netto		**7.541**	**9.247**
Di competenza:			
- Eni		7.059	8.788
- terzi azionisti	(NOTA N. 23)	482	459
		7.541	**9.247**
Utile per azione sull'utile netto di competenza di Eni (ammontari in euro per azione)	(NOTA N. 30)		
- semplice		1,87	2,34
- diluito		1,87	2,34

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2003	**4.003**	**959**	**5.397**	**3.200**	**(2.505)**	**(3.164)**	**13.221**		**5.585**	**26.696**	**1.622**	**28.318**
Modifica dei criteri contabili							2.234			2.234	965	3.199
Annullamento differenze di cambio					2.505		(2.505)					
Saldi al 1° gennaio 2004 rettificati	**4.003**	**959**	**5.397**	**3.200**		**(3.164)**	**12.950**		**5.585**	**28.930**	**2.587**	**31.517**
Utile dell'esercizio									**7.059**	**7.059**	**482**	**7.541**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto												
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(750)					(750)	1	(749)
					(750)					**(750)**	**1**	**(749)**
Proventi (oneri) complessivi del periodo					**(750)**				**7.059**	**6.309**	**483**	**6.792**
Operazioni con gli azionisti												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,75 euro per azione)									(2.828)	(2.828)		(2.828)
Attribuzione del dividendo delle altre società											(248)	(248)
Destinazione utile residuo 2003				22			2.735		(2.757)			
Acquisto azioni proprie (NOTA 23)						(70)				(70)		(70)
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1			(1)								
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(5)	5		5				5		5
	1		**(5)**	**26**		**(65)**	**2.735**		**(5.585)**	**(2.893)**	**(248)**	**(3.141)**
Altri movimenti di patrimonio netto												
Costo *stock option*				3						3		3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA				(43)			43					
Attribuzione avanzo da fusione EniData SpA				4			(4)					
Riclassifiche				775			(775)					
Cessione del 9,054% di Snam Rete Gas SpA											326	326
Differenze cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					63		(38)			25	18	43
				739	**63**		**(774)**			**28**	**344**	**372**
Saldi al 31 dicembre 2004 (NOTA 23)	**4.004**	**959**	**5.392**	**3.965**	**(687)**	**(3.229)**	**14.911**		**7.059**	**32.374**	**3.166**	**35.540**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2004 (NOTA 23)	4.004	959	5.392	3.965	(687)	(3.229)	14.911		7.059	32.374	3.166	35.540
Modifica dei criteri contabili (*IAS* 32 e 39) (NOTE 2-4-6-17)				13			(40)			(27)	12	(15)
Saldi al 1° gennaio 2005 modificati	4.004	959	5.392	3.978	(687)	(3.229)	14.871		7.059	32.347	3.178	35.525
Utile dell'esercizio									8.788	8.788	459	9.247
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (NOTA 2)				6						6		6
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (NOTE 6-17)				16						16		16
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					1.497					1.497	15	1.512
				22	1.497					1.519	15	1.534
Proventi (oneri) complessivi del periodo				22	1.497				8.788	10.307	474	10.781
Operazioni con gli azionisti												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,90 euro per azione) (NOTA 23)									(3.384)	(3.384)		(3.384)
Acconto sul dividendo (0,45 euro per azione) (NOTA 23)								(1.686)		(1.686)		(1.686)
Attribuzione del dividendo delle altre società											(1.218)	(1.218)
Destinazione utile residuo 2004				1.300			2.375		(3.675)			
Acquisto azioni proprie (NOTA 23)						(1.034)				(1.034)		(1.034)
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1			(1)								
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(47)	47		47				47		47
	1		(47)	1.346		(987)	2.375	(1.686)	(7.059)	(6.057)	(1.218)	(7.275)
Altri movimenti di patrimonio netto												
Cost *stock option*				5						5		5
Vendita di società consolidate											(40)	(40)
Differenze cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					131		135			266	(45)	221
				5	131		135			271	(85)	186
Saldi al 31 dicembre 2005 (NOTA 23)	4.005	959	5.345	5.351	941	(4.216)	17.381	(1.686)	8.788	36.868	2.349	39.217

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	**Esercizio 2004**	**Esercizio 2005**
Utile dell'esercizio	7.541	9.247
Ammortamenti	4.598	5.509
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	27	(288)
Variazioni fondi per rischi e oneri	418	1.279
Variazione fondo benefici per i dipendenti	49	18
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(793)	(220)
Dividendi	(72)	(33)
Interessi attivi	(198)	(214)
Interessi passivi	567	654
Differenze cambio	(79)	(64)
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	5.522	8.128
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	17.580	24.016
Variazioni:		
- rimanenze	(355)	(1.402)
- crediti commerciali e diversi	(1.241)	(4.413)
- altre attività	43	351
- debiti commerciali e diversi	727	3.030
- altre passività	(83)	12
Flusso di cassa del risultato operativo	16.671	21.594
Dividendi incassati	394	366
Interessi incassati	167	214
Interessi pagati	(533)	(619)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(4.199)	(6.619)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**12.500**	**14.936**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(714)	(856)
- immobilizzazioni materiali	(6.785)	(6.558)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(73)
- partecipazioni	(316)	(54)
- titoli	(675)	(464)
- crediti finanziari	(470)	(683)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(13)	149
Flusso di cassa degli investimenti	(8.973)	(8.539)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	13	13
- immobilizzazioni materiali	279	99
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	538	252
- partecipazioni	61	178
- titoli	659	369
- crediti finanziari	808	804
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(1)	9
Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.357	1.724
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(6.616)**	**(6.815)**

(milioni di euro)	**Esercizio 2004**	**Esercizio 2005**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.229	2.755
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(797)	(2.978)
Decremento di debiti finanziari a breve termine	(4.175)	(317)
	(3.743)	**(540)**
Apporti (rimborsi) netti di capitale proprio da/a terzi	1	24
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	621	(33)
Dividendi distribuiti a terzi	(3.076)	(6.288)
Acquisto netto di azioni proprie	(65)	(987)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(6.262)**	**(7.824)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	12	(38)
Effetto delle differenze di cambio	(67)	71
Flusso di cassa netto del periodo	**(433)**	**330**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	**1.436**	**1.003**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	**1.003**	**1.333**

(*) 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 nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	**Esercizio 2004**	**Esercizio 2005**
Investimenti finanziari:		
- titoli	(38)	(186)
- crediti finanziari	(15)	(45)
	(53)	(231)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	26	60
- crediti finanziari	238	62
	264	122
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**211**	**(109)**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2004	Esercizio 2005
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività non correnti		122
Indebitamento finanziario netto		(19)
Passività correnti e non correnti		(22)
Effetto netto degli investimenti		**81**
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisto del controllo		(8)
Totale prezzo di acquisto		**73**
Flusso di cassa degli investimenti		**73**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti	261	204
Attività non correnti	285	189
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(138)	42
Passività correnti e non correnti	(167)	(217)
Differenze cambio da conversione realizzate a seguito di disinvestimenti	45	
Effetto netto dei disinvestimenti	**286**	**218**
Plusvalenza per disinvestimenti	304	140
Interessenza di terzi azionisti		(43)
Totale prezzo di vendita	**590**	**315**
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti	(52)	(63)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**538**	**252**

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione nel 2005 di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda per 18 milioni di euro.

Il bilancio consolidato è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione del 30 marzo 2006.

■ Criteri di redazione

Secondo le disposizioni del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002, a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea.
Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "*IFRS*" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono stati adottati i criteri 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* e dei contratti di *buy back*.
Il bilancio è stato redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli *IFRS* sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.
La situazione contabile consolidata comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.
Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza[8].
Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2005" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.
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.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa, è imputata a conto economico.
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 di patrimonio netto ceduta.

(8) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento a essi attribuibile.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

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 dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono imputate alla voce del patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi.
I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve".
Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari.
Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.
I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie").
Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.
Le rimanenze, esclusi i lavori in corso su ordinazione e incluse le scorte d'obbligo, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
I lavori in corso su ordinazione 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 versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse 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 effetti sul conto economico.
Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

Attività non correnti

Attività materiali[9]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in *leasing* finanziario sono iscritti tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.

Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è imputato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*).

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

(9) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".
L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include l'avviamento stesso. Le svalutazioni dell'avviamento non sono oggetto di ripristino di valore.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono imputati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività immateriale è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria[10]

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI
I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore 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 "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle 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, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO
I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'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, i costi 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 con esito minerario negativo o incidentati sono imputati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE
I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

(10) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli *IFRS*, come consentito dall'*IFRS 6* "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI *BUY-BACK*

I ricavi e le riserve relative ai *Production Sharing Agreement* e ai contratti di *buy-back* sono determinati sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e operative (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate (*profit oil*).

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 rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo *UOP*.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando si sono rilevate le condizioni per la loro concessione e sono imputati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento e quelle a controllo congiunto e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".

Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve". Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi della quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono imputati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione al tasso medio del debito dell'impresa; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è imputato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle note alla situazione contabile consolidata sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Benefici per i dipendenti successivi al rapporto di lavoro

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti[11], al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali[12] ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Il corrispettivo derivante dalle eventuali vendite successive è rilevato a incremento del patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti di Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:
- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.
I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.
Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.
I corrispettivi maturati nel periodo 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 cor-

(11) Considerare le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il trattamento di fine rapporto è assimilato a un programma a benefici definiti.
(12) Le ipotesi attuariali riguardano, tra l'altro, le seguenti variabili: (i) il livello delle retribuzioni future; (ii) il tasso di mortalità dei dipendenti; (iii) il tasso di rotazione del personale; (iv) la percentuale dei partecipanti al piano con persone a carico che avranno diritto ai benefici (es. coniugi e figli di dipendenti); (v) nell'ambito dei piani di assistenza sanitaria, la frequenza delle richieste di rimborso e le modifiche future nei costi per le prestazioni sanitarie; (vi) i tassi di interesse.

rispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.
I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permute di beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.
I costi sono iscritti 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.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedente le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.
I canoni relativi a *leasing* operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.
I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dipendente; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[13]. 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 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 d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock grant* e delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".
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 che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura del periodo di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo.
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. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.
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 "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

(13) 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.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione del contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value*.

I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.

Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi e delle assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione aziendale. La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *buy-back* sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo *UOP* sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate a fine esercizio aumentate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe riduce la quota di ammortamento a carico dell'esercizio e viceversa.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano un elemento fondamentale per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dal-

l'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.
Nel caso delle attività minerarie, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

Smantellamento e ripristino siti
Gli obblighi relativi allo smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione comportano la rilevazione di passività significative. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di queste passività il cui valore attuale è inizialmente imputato all'attivo patrimoniale insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

Business combination
La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta ad avviamento, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione la Direzione aziendale si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali
Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.
Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che 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, in particolare il decreto del Ministro dell'ambiente n. 367 del gennaio 2004 che modifica radicalmente la normativa esistente in tema di standard di qualità delle acque, nonché dall'emanando decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque; (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.

Fondi
Oltre a rilevare le passività ambientali e gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai benefici per i dipendenti e ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

■ Principi contabili di recente emanazione

Con i regolamenti n. 1910/2005; 2106/2005 e 108/2006 emessi dalla Commissione Europea nel periodo novembre 2005-gennaio 2006, sono state omologate alcune modifiche e integrazioni ai principi contabili internazionali.
In particolare le modifiche/integrazioni hanno riguardato i seguenti principi:

IAS 19 "BENEFICI PER I DIPENDENTI"
Le modifiche dello *IAS 19* riguardano essenzialmente l'omologazione dell'opzione relativa al riconoscimento degli utili e perdite attuariali per l'intero importo nel periodo in cui si manifestano in contropartita a una specifica riserva di patrimonio netto.

IAS 39 "STRUMENTI FINANZIARI: RILEVAZIONE E VALUTAZIONE"
In relazione alle operazioni di *cash flow hedge* sul rischio di cambio, lo *IAS 39* è stato integrato per prevedere la possibilità di qualificare come strumenti oggetto di copertura le transazioni intragruppo previste e altamente probabili a condizione che dette transazioni: (i) siano denominate in una valuta funzionale differente rispetto a quella dell'entità che ha posto in essere l'operazione; (ii) l'esposizione al rischio di cambio determini effetti sul conto economico consolidato.
Le modifiche dello *IAS 39* hanno riguardato inoltre i criteri di rilevazione e valutazione delle garanzie finanziarie. In particolare è previsto che le garanzie finanziarie siano rilevate al momento della loro emissione come passività al valore di mercato e successivamente valutate, in funzione del rischio di escussione, al maggiore tra: (i) la miglior stima dell'onere da sostenere per adempiere all'obbligazione; e (ii) l'ammontare inizialmente rilevato ridotto dell'ammontare dei premi incassati.

IFRS 7 "STRUMENTI FINANZIARI: INFORMAZIONI INTEGRATIVE" E *IAS 1* PRESENTAZIONE DEL BILANCIO
L'*IFRS 7* stabilisce le informazioni da fornire in nota integrativa sugli strumenti finanziari e sull'esposizione, politiche e obiettivi di gestione dei rischi finanziari dell'impresa. Le disposizioni dell'*IFRS 7* includono alcune informazioni attualmente previste dallo *IAS 32* "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio e informazioni integrative".
Inoltre, con la modifica dello *IAS 1*, è chiesto di indicare gli obiettivi, le politiche e le procedure di gestione del capitale della società.

IFRIC 4 "DETERMINARE SE UN ACCORDO CONTIENE UN *LEASING*"
Le disposizioni dell'*IFRIC 4* indicano i criteri da adottare al fine di individuare se un accordo, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing*, preveda il trasferimento di un diritto a utilizzare un'attività in cambio di un pagamento o di una serie di pagamenti.
In particolare, per determinare se un accordo è, o contiene, un *leasing* l'impresa deve basarsi sulla sostanza dell'operazione e verificare se l'accordo: (i) prevede esplicitamente o implicitamente, l'utilizzo di un bene (o di un complesso di beni) senza i quali una delle parti dell'accordo non sarebbe in grado di adempiere ai propri impegni contrattuali; (ii) trasferisce il diritto a utilizzare detti *asset*.

IFRIC 5 "DIRITTI DERIVANTI DA INTERESSENZE IN FONDI PER SMANTELLAMENTI, RIPRISTINI E BONIFICHE AMBIENTALI"
Le disposizioni dell'*IFRIC 5* definiscono i criteri di rilevazione e valutazione della partecipazione a fondi costituiti al fine di finanziare le operazioni di smantellamento che presentano le seguenti caratteristiche: (i) le attività del fondo sono possedute e gestite da un'entità legale separata dall'impresa; (ii) l'impresa partecipante al fondo ha un diritto limitato di accesso alle attività del fondo.
Il partecipante rileva separatamente la propria obbligazione a pagare i costi di smantellamento e la propria interessenza al fondo. Nel caso in cui l'interessenza nel fondo sia tale da consentire di esercitare il controllo, un'influenza notevole o il controllo congiunto del fondo, l'interessenza nel fondo è rilevata, rispettivamente, come una partecipazione controllata, collegata o una *joint venture*.

Le disposizioni delle modifiche e integrazioni ai principi contabili internazionali sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2006 e per l'*IFRS 7* a partire dal 1° gennaio 2007.
Allo stato Eni sta analizzando i principi e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.333 milioni di euro (1.003 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprendono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni per 122 milioni di euro (167 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardanti depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore e titoli disponibili per la vendita con scadenza entro 90 giorni.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita di 1.368 milioni di euro (1.266 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	980	1.088
Titoli quotati emessi da istituti finanziari italiani ed esteri	255	243
Altri titoli non quotati	31	37
	1.266	**1.368**

I titoli di 1.368 milioni di euro (1.266 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.
La valutazione al *fair value* ha comportato l'aumento dei titoli di 8 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (6 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (2 milioni di euro). Al 1° gennaio 2005 l'applicazione degli *IAS 32* e *39* ha comportato l'aumento dei titoli di 19 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (13 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (6 milioni di euro).
Titoli per 465 milioni di euro (474 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono strumentali all'attività operativa e riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni per 453 milioni di euro (474 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 17.902 milioni di euro (13.734 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Crediti commerciali	10.525	14.101
Crediti finanziari	521	492
Altri crediti	2.688	3.309
	13.734	**17.902**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 891 milioni di euro (755 milioni di euro al 31 dicembre 2004):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
Crediti commerciali	570	119	(22)	(24)	643
Altri crediti	185	123	(10)	(50)	248
	755	**242**	**(32)**	**(74)**	**891**

I crediti commerciali di 14.101 milioni di euro aumentano di 3.576 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare ai settori Gas & Power (1.671 milioni di euro), Refining & Marketing (1.010 milioni di euro) ed Exploration & Production (806 milioni di euro) e comprende differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 216 milioni di euro. I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 101 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
I crediti finanziari di 492 milioni di euro (521 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 480 milioni di euro (510 milioni di euro al 31 dicembre 2004) concessi, principalmente, a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate.
Gli altri crediti di 3.309 milioni di euro (2.688 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	784	1.123
- compagnie di assicurazione	322	539
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	216	228
	1.322	**1.890**
Crediti per operazioni di *factoring*	347	324
Acconti per servizi	204	259
Altri crediti	815	836
	2.688	**3.309**

I crediti per operazioni di *factoring* di 324 milioni di euro (347 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32.

Rimanenze

Le rimanenze di 3.563 milioni di euro (2.847 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

	31.12.2004					31.12.2005				
(milioni di euro)	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	303	199		394	896	210	217		645	1.072
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	37	19		2	58	59	18		1	78
Lavori in corso su ordinazione			399		399			418		418
Prodotti finiti e merci	891	482		37	1.410	1.222	572		20	1.814
Acconti			84		84			181		181
	1.231	**700**	**483**	**433**	**2.847**	**1.491**	**807**	**599**	**666**	**3.563**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 93 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2004):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
	129	19	(82)	27	**93**

I lavori in corso su ordinazione di 418 milioni di euro (399 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 5.180 milioni di euro (5.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli *IAS 32* e 39, il valore delle rimanenze per lavori in corso su ordinazione è stato rideterminato escludendo dalla valutazione gli effetti relativi ai contratti derivati che non possono considerarsi di copertura perché non soddisfano le condizioni formali previste dagli *IFRS*. L'esclusione degli effetti relativi ai contratti derivati ha comportato il decremento delle rimanenze per lavori in corso su ordinazione di 38 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (24 milioni di euro) e alle attività per imposte anticipate (14 milioni di euro).

Attività per imposte correnti

Le attività per imposte correnti di 697 milioni di euro (674 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Amministrazione finanziaria italiana	466	422
Amministrazioni finanziarie estere	208	275
	674	**697**

Le attività per imposte correnti di 697 milioni di euro (674 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano crediti Iva per 406 milioni di euro (459 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e crediti per accise, imposte di consumo sul gas metano e oneri doganali per 60 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Altre attività

Le altre attività di 369 milioni di euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Fair value su contratti derivati non di copertura		117
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*		32
Altre attività	588	220
	588	**369**

Al 1° gennaio 2005 la prima applicazione degli *IAS 32* e 39 ha comportato la contabilizzazione al *fair value* dei contratti derivati, che non possono considerarsi di copertura perché non soddisfano le condizioni formali previste dagli *IFRS*, per un ammontare, al netto dei differenziali su contratti derivati, di 76 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (32 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (44 milioni di euro).
Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 117 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Fair value	Impegni
Contratti su valute		
Interest currency swap	58	1.277
Currency swap	15	2.378
Altri		26
	73	**3.681**
Contratti su tassi d'interesse		
Interest rate swap	14	1.281
	14	**1.281**
Contratti su merci		
Over the counter	21	394
Altri	9	11
	30	**405**
	117	**5.367**

Gli impegni per contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano a 176 milioni di euro e riguardano per 171 milioni di euro contratti di copertura relativi ad acquisti di energia elettrica.
Le altre attività di 220 milioni di euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprendono ratei e risconti attivi per prestazioni di servizi anticipate di 49 milioni di euro (91 milioni di euro al 31 dicembre 2004), per affitti e canoni di 16 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e per premi assicurativi di 12 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
Le altre attività al 31 dicembre 2004 comprendono differenziali su contratti derivati per 316 milioni di euro, di cui 242 milioni di euro relativi a crediti e debiti finanziari.

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 45.013 milioni di euro (40.586 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2004									
Terreni	1.185	7		(8)		(987)	197	274	77
Fabbricati	608	45	(97)	(4)	5	1.021	1.578	3.159	1.581
Impianti e macchinari	28.246	2.878	(3.349)	(149)	(769)	3.992	30.849	66.312	35.463
Attrezzature industriali e commerciali	517	159	(120)	(1)	(6)	(127)	422	1.622	1.200
Altri beni	286	91	(104)	(1)	(7)	64	329	1.149	820
Immobilizzazioni in corso e acconti	8.501	3.605		(166)	(305)	(4.424)	7.211	7.762	551
	39.343	**6.785**	**(3.670)**	**(329)**	**(1.082)**	**(461)**	**40.586**	**80.278**	**39.692**
31.12.2005									
Terreni	197	5		(4)		175	373	421	48
Fabbricati	1.578	41	(108)	(8)	12	(62)	1.453	3.152	1.699
Impianti e macchinari	30.849	2.443	(4.240)	(192)	1.827	5.881	36.568	77.806	41.238
Attrezzature industriali e commerciali	422	113	(126)		10	(47)	372	1.623	1.251
Altri beni	329	65	(102)		12	14	318	1.182	864
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.211	3.891		(60)	590	(5.703)	5.929	6.526	597
	40.586	**6.558**	**(4.576)**	**(264)**	**2.451**	**258**	**45.013**	**90.710**	**45.697**

Gli investimenti di 6.558 milioni di euro (6.785 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (4.269 milioni di euro), Gas & Power (1.079 milioni di euro), Refining & Marketing (642 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (343 milioni di euro, di cui 340 milioni di euro relativi all'attività Costruzioni e Perforazioni) e comprendono oneri finanziari per 159 milioni di euro riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (97 milioni di euro), Refining & Marketing (31 milioni di euro) e Gas & Power (29 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,2% e il 6,1%. Informazioni sugli investimenti effettuati sono indicate nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo" dei principali settori di attività.
I principali coefficienti di ammortamento adottati, con esclusione delle immobilizzazioni ammortizzate con il metodo *UOP*, sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.451 milioni di euro riguardano principalmente imprese che redigono il bilancio in dollari USA (2.300 milioni di euro).

Le svalutazioni di 264 milioni di euro riguardano principalmente *asset* minerari del settore Exploration & Production (156 milioni di euro) e impianti petrolchimici della Syndial SpA (75 milioni di euro). Il valore recuperabile considerato ai fini della determinazione della svalutazione è stato determinato attualizzando i flussi di cassa futuri attesi utilizzando tassi compresi tra il 6,5% e il 9,8%.
Le altre variazioni di 258 milioni di euro riguardano la rilevazione iniziale e la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti di 576 milioni di euro riferiti essenzialmente al settore Exploration & Production (562 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente assorbito dalla variazione dell'area di consolidamento di 122 milioni di euro riferita essenzialmente alla vendita della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (82 milioni di euro), dell'Acquedotto Vesuviano SpA (20 milioni di euro) e dell'Acquedotto di Savona SpA (20 milioni di euro), dalla vendita di immobili, mobili, impianti e macchinari e rami d'azienda e da radiazioni per 97 milioni di euro relativi principalmente al settore Exploration & Production (37 milioni di euro).
Gli immobili, impianti e macchinari completamente ammortizzati ancora in uso ammontano a 11.076 milioni di euro e riguardano principalmente metanodotti per il trasporto del gas naturale di proprietà della Snam Rete Gas SpA (3.692 milioni di euro), raffinerie e depositi di prodotti petroliferi del settore Refining & Marketing (2.639 milioni di euro) e impianti petrolchimici di Polimeri Europa SpA (1.901 milioni di euro) e di Syndial SpA (1.598 milioni di euro).
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 965 milioni di euro (910 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 475 milioni di euro (482 milioni di euro al 31 dicembre 2004) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 134 milioni di euro e riguardano per 72 milioni di euro navi *FPSO* utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Exploration & Production	40.322	49.120
- Gas & Power	20.680	21.517
- Refining & Marketing	8.947	9.420
- Petrolchimica	4.311	4.402
- Ingegneria e Costruzioni	3.524	3.878
- Altre attività	2.300	2.248
- Corporate e società finanziarie	194	213
- Eliminazione utili interni		(88)
	80.278	**90.710**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	19.561	24.640
- Gas & Power	7.445	7.757
- Refining & Marketing	5.586	5.864
- Petrolchimica	3.130	3.263
- Ingegneria e Costruzioni	1.878	2.031
- Altre attività	2.007	2.054
- Corporate e società finanziarie	85	92
- Eliminazione utili interni		(4)
	39.692	**45.697**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	20.761	24.480
- Gas & Power	13.235	13.760
- Refining & Marketing	3.361	3.556
- Petrolchimica	1.181	1.139
- Ingegneria e Costruzioni	1.646	1.847
- Altre attività	293	194
- Corporate e società finanziarie	109	121
- Eliminazione utili interni		(84)
	40.586	**45.013**

Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di 2.194 milioni di euro (1.386 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Greggio e prodotti petroliferi	1.229	2.037
Gas naturale	157	157
	1.386	**2.194**

Le scorte d'obbligo, detenute principalmente da società italiane (1.286 e 2.057 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005) riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Attività immateriali

Le attività immateriali di 3.194 milioni di euro (3.313 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2004							
Attività immateriali a vita utile definita							
Costi di ricerca e di sviluppo	167	549	(634)	25	107	843	736
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	162	60	(137)	89	174	977	803
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	934	10	(106)	(22)	816	2.154	1.338
Immobilizzazioni in corso e acconti	133	71		(145)	59	64	5
Altre attività immateriali	203	11	(54)	64	224	549	325
	1.599	**701**	**(931)**	**11**	**1.380**	**4.587**	**3.207**
Attività immateriali a vita utile indefinita							
Avviamento	1.982	13		(62)	1.933		
	3.581	**714**	**(931)**	**(51)**	**3.313**		
31.12.2005							
Attività immateriali a vita utile definita							
Costi di ricerca e di sviluppo	107	699	(683)	41	164	1.059	895
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	174	37	(122)	48	137	1.056	919
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	816	31	(101)		746	2.205	1.459
Immobilizzazioni in corso e acconti	59	74		(57)	76	81	5
Altre attività immateriali	224	13	(30)	(50)	157	470	313
	1.380	**854**	**(936)**	**(18)**	**1.280**	**4.871**	**3.591**
Attività immateriali a vita utile indefinita							
Avviamento	1.933	2		(21)	1.914		
	3.313	**856**	**(936)**	**(39)**	**3.194**		

I costi di ricerca e di sviluppo di 164 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (157 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 565 milioni di euro (491 milioni di euro nell'esercizio 2004).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 746 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (618 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (67 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 157 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (86 milioni di euro) e la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (32 milioni di euro).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi di ricerca e di sviluppo	10 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Il costo delle attività immateriali completamente ammortizzate ancora in uso ammontano a 10.340 milioni di euro e riguardano principalmente i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production (9.748 milioni di euro).
L'avviamento di 1.914 milioni di euro riguarda essenzialmente il settore Ingegneria e Costruzioni (823 milioni di euro, di cui 805 milioni di euro relativi all'acquisto della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Gas & Power (817 milioni di euro, di cui 803 milioni di euro relativi all'acquisto di azioni Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto effettuata nel 2003), il settore Exploration & Production (220 milioni di euro, di cui 215 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (51 milioni di euro).
Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento relativo all'acquisizione della Bouygues Offshore SA e dell'Italgas SpA è stato allocato alle seguenti *cash generating unit*:

(milioni di euro)	**31.12.2005**
Bouygues Offshore SA	
Costruzioni mare	403
Costruzioni terra	165
GNL	159
MMO - Maintenance Modification and Operation	78
	805
Italgas SpA	
Mercato gas Italia	706
Mercato gas estero	97
	803

Il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base dei flussi di cassa attesi stimati utilizzando il Piano strategico quadriennale (2006-2009) e attualizzati con tassi compresi tra il 5,6% e il 7,7%. Per gli anni non compresi nel Piano strategico quadriennale è stato utilizzato un tasso di crescita compreso tra lo 0% e il 2%. Le assunzioni adottate sono basate sull'esperienza passata e tengono conto dell'attuale livello dei tassi di interesse.
Le altre variazioni di 39 milioni di euro riguardano principalmente la variazione dell'area di consolidamento riferita alla Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (18 milioni di euro) e all'Acquedotto Vesuviano SpA (3 milioni di euro).

Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 3.890 milioni di euro (3.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2004								
Partecipazioni in imprese controllate	106	11	6	(6)		(4)	(4)	109
Partecipazioni in *joint venture*	1.851	119	215	(6)	(276)	(47)	90	1.946
Partecipazioni in imprese collegate	947	119	180	(57)	(71)	(19)	2	1.101
	2.904	**249**	**401**	**(69)**	**(347)**	**(70)**	**88**	**3.156**
31.12.2005								
Partecipazioni in imprese controllate	109	30	6	(2)	(3)	10	(4)	146
Partecipazioni in *joint venture*	1.946	12	375	(27)	(202)	98	120	2.322
Partecipazioni in imprese collegate	1.101	6	389	(4)	(96)	34	(8)	1.422
	3.156	**48**	**770**	**(33)**	**(301)**	**142**	**108**	**3.890**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale della Servizi Porto Marghera Scarl (17 milioni di euro), della Enirepsa Gas Ltd (12 milioni di euro) e della Lasmo Petroleum Development BV (10 milioni di euro), nonché l'acquisizione dell'Acam Clienti SpA da parte di Eni SpA (6 milioni di euro).

Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto di 770 milioni di euro riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (280 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (54 milioni di euro), la Lipardiz Construção de Estruturas Maritimas Lda (46 milioni di euro), la Unión Fenosa Gas SA (44 milioni di euro) e la Blue Stream Pipeline Co BV (30 milioni di euro).

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto di 33 milioni di euro riguardano principalmente la Geopromtrans Llc (11 milioni di euro) e la Enirepsa Gas Ltd (11 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 301 milioni di euro riguarda principalmente la Galp Energia SGPS SA (56 milioni di euro), la Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (29 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (28 milioni di euro) e la Supermetanol CA (28 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2005 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2005" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore di iscrizione netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 3.890 milioni di euro (3.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2004		31.12.2005	
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Valore netto	% possesso
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	48	100,00	55	100,00
- Altre (*)	61		91	
	109		**146**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Unión Fenosa Gas SA	404	50,00	459	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	116	50,00	280	50,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	168	50,00	172	50,00
- EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	150	50,00	168	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	171	49,00	165	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	151	49,00	152	49,00
- Super Octanos CA	82	49,00	113	49,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	60	89,00	88	89,00
- Supermetanol CA	59	34,51	88	35,20
- Unimar Llc	97	50,00	84	50,00
- FPSO Mystras - Produção de Petroleo Lda	75	50,00	73	50,00
- Lipardiz Construção de Estruturas Maritimas Lda	20	50,00	66	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	57	50,00	63	50,00
- Siciliana Gas SpA	52	50,00	60	50,00
- Toscana Gas SpA	56	46,10	55	46,10
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias EA	41	49,00	39	49,00
- Transitgas AG	32	46,00	32	46,00
- CMS&A Wll	15	20,00	31	20,00
- Altre (*)	140		134	
	1.946		**2.322**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	670	33,34	896	33,34
- United Gas Derivatives Co (UGDG)	97	33,33	128	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	75	20,00	92	20,00
- Haldor Topsøe AS	39	50,00	62	50,00
- Acam Gas SpA	44	49,00	45	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	37	31,35	41	31,35
- Termica Milazzo Srl	27	40,00	21	40,00
- Altre (*)	112		137	
	1.101		**1.422**	
	3.156		**3.890**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 553 milioni di euro riferite a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), alla EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (180 milioni di euro), alla Galp Energia SGPS SA (107 milioni di euro) e all'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (71 milioni di euro). Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 21 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda essenzialmente la Geopromtrans Llc (19 milioni di euro).

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni di 421 milioni di euro (529 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2004								
Controllate	79				(1)	78	86	8
Collegate	106	2			(1)	107	117	10
Altre	316	65	(18)	(20)	1	344	398	54
	501	**67**	**(18)**	**(20)**	**(1)**	**529**	**601**	**72**
31.12.2005								
Controllate	78	1			(38)	41	68	27
Collegate	107		(100)		2	9	9	
Altre	344	23	(30)	41	(7)	371	375	4
	529	**24**	**(130)**	**41**	**(43)**	**421**	**452**	**31**

Le altre partecipazioni relative a imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il *fair value*.

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 24 milioni di euro riguardano essenzialmente l'aumento del capitale della Darwin LNG Pty Ltd (22 milioni di euro).

Le cessioni di 130 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro) e la vendita della Discovery Producer Services Llc (20 milioni di euro).

Il valore di iscrizione netto delle Altre partecipazioni di 421 milioni di euro (529 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2004		31.12.2005	
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Valore netto	% possesso
Imprese controllate (*)	**78**		**41**	
Imprese collegate:				
- Erg Raffinerie Mediterranee SpA	100	28,00		
- Altre (*)	7		9	
	107		**9**	
Altre imprese:				
- Darwin LNG Pty Ltd	89	12,04	126	12,04
- Nigeria LNG Ltd	86	10,40	100	10,40
- Ceska Rafinerska AS	30	16,33	35	16,33
- Interconnector (UK) Ltd	23	4,62	27	5,00
- Discovery Producer Services Llc	19	16,67		
- Altre (*)	97		83	
	344		**371**	
	529		**421**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Il fondo copertura perdite di 64 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2004), compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	39	35
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Co	16	21
Altre imprese	6	8
	61	**64**

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate, rapportati alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2004			31.12.2005		
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.341	6.699	3.603	1.404	7.423	2.763
Totale passività	1.227	4.755	2.530	1.263	5.161	1.295
Ricavi netti	63	4.361	4.250	63	4.617	1.560
Utile operativo	(4)	318	115	(1)	609	176
Utile dell'esercizio	(1)	172	38	(2)	328	371

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate di 1.404 e 1.263 milioni di euro (1.341 e 1.227 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda per 1.004 e 1.004 milioni di euro (935 e 935 milioni di euro al 31 dicembre 2004) le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi.

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 1.050 milioni di euro (936 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Crediti finanziari	913	1.001
Titoli	23	49
	936	**1.050**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 25 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
I crediti finanziari di 1.001 milioni di euro (913 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 754 milioni di euro (673 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 247 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 241 milioni di euro relativi a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (234 milioni di euro al 31 dicembre 2004). I crediti strumentali all'attività operativa riguardano principalmente i settori Gas & Power (499 milioni di euro) ed Exploration & Production (170 milioni di euro). L'incremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 81 milioni di euro comprende differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 96 milioni di euro.
I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 845 milioni di euro (712 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 625 milioni di euro (402 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
I titoli di 49 milioni di euro, che si intendono mantenere fino alla scadenza, sono emessi dallo Stato italiano per 22 milioni di euro e da stati esteri o istituti finanziari esteri per 27 milioni di euro.
Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli *IAS* 32 e 39, titoli per 50 milioni di euro sono stati classificati da mantenere fino alla scadenza.

Titoli per 21 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (22 milioni di euro al 31 dicembre 2004). La valutazione al *fair value* delle altre attività finanziarie non produce effetti significativi.

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 1.861 milioni di euro (1.827 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.347 milioni di euro (2.346 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Incrementi	Utilizzi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
	1.827	1.778	(927)	158	(975)	**1.861**

Le altre variazioni di 975 milioni di euro riguardano principalmente la compensazione, a livello di singola impresa, delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (1.035 milioni di euro); questo decremento è stato parzialmente compensato dagli incrementi imputati alle riserve di patrimonio netto a seguito della prima applicazione al 1° gennaio 2005 degli *IAS* 32 e 39 (60 milioni di euro).
L'analisi delle Attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 21.

Altre attività

Le altre attività di 995 milioni di euro (1.008 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
. per crediti d'imposta sul reddito	506	508
. per interessi su crediti d'imposta	294	309
. per crediti Iva	55	37
. per altri rapporti	8	7
	863	**861**
- Amministrazioni finanziarie estere	49	44
	912	**905**
Altri crediti	32	79
Altre attività	64	11
	1.008	**995**

Passività correnti

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 4.612 milioni di euro (4.150 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Banche	2.189	3.894
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.540	60
Altri finanziatori	421	658
	4.150	**4.612**

L'incremento delle passività finanziarie a breve termine di 462 milioni di euro è dovuto principalmente alle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (595 milioni di euro) parzialmente compensato dal saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (144 milioni di euro).

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Euro	2.393	4.029
Dollaro USA	1.329	323
Lira sterlina	253	4
Altre valute	175	256
	4.150	**4.612**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 2,5% e del 2,8%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2004 e 2005.
Al 31 dicembre 2005 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 5.855 e 4.783 milioni di euro (rispettivamente 5.304 e 7.771 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 13.095 milioni di euro (10.533 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Debiti commerciali	5.837	8.170
Acconti e anticipi	1.211	1.184
Altri debiti	3.485	3.741
	10.533	**13.095**

I debiti commerciali di 8.170 milioni di euro aumentano di 2.333 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare ai settori Gas & Power (969 milioni di euro), Refining & Marketing (577 milioni di euro) ed Exploration & Production (334 milioni di euro) e comprende differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 137 milioni di euro.
Gli acconti e anticipi di 1.184 milioni di euro (1.211 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano acconti eccedenti il valore dei lavori in corso su ordinazione eseguiti per 550 milioni di euro (554 milioni di euro al 31 dicembre 2004), anticipi per lavori in corso su ordinazione per 309 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2004) nonché altri acconti e anticipi per 325 milioni di euro (610 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione di 859 milioni di euro (601 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano il settore Ingegneria e Costruzioni.
Gli altri debiti di 3.741 milioni di euro (3.485 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Debiti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	655	1.264
- fornitori per attività di investimento	996	951
- personale	264	314
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	240	313
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	232	229
	2.387	**3.071**
Depositi cauzionali	20	6
Altri debiti	1.078	664
	3.485	**3.741**

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32.

Passività per imposte correnti

Le passività per imposte correnti di 3.430 milioni di euro (2.498 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Imposte sul reddito	1.200	1.742
Accise e imposte di consumo	793	896
Altre imposte e tasse	505	792
	2.498	**3.430**

Le imposte sul reddito di 1.742 milioni di euro aumentano di 542 milioni di euro. L'aumento è riferito alle imprese estere per 622 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte e delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (73 milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle imposte sul reddito delle imprese italiane (80 milioni di euro).

Altre passività

Le altre passività di 613 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Fair value su contratti derivati non di copertura		378
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*		5
Altre passività	505	230
	505	**613**

Al 1° gennaio 2005 la prima applicazione degli *IAS 32* e *39* ha comportato la valutazione al *fair value* dei contratti derivati, che non possono considerarsi di copertura perché non soddisfano le condizioni formali previste dagli *IFRS*, per un ammontare, al netto dei differenziali su contratti derivati, di 82 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (36 milioni di euro) e alle attività per imposte anticipate (46 milioni di euro).

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 378 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni
Contratti su valute		
Currency swap	139	6.370
Interest currency swap	73	2.316
Altri	2	57
	214	**8.743**
Contratti su tassi d'interesse		
Interest rate swap	101	5.145
	101	**5.145**
Contratti su merci		
Opzioni	23	17
Over the counter	21	323
Future	5	67
Altri	14	10
	63	**417**
	378	**14.305**

Gli impegni per contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano a 42 milioni di euro e riguardano coperture su valute. Le altre passività al 31 dicembre 2004 di 505 milioni di euro comprendono differenziali su contratti derivati per 141 milioni di euro, di cui 46 milioni di euro relativi a crediti e debiti finanziari.

Passività non correnti

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine					
Tipo	Scadenza	2004	2005	Scad. 2006	2007	2008	2009	2010	Oltre	Totale
Verso banche:										
-mutui ordinari	**2006-2017**	2.166	2.174	261	493	150	272	248	750	1.913
-mutui a tasso agevolato	**2006-2013**	101	45	32	4	3	2	2	2	13
-altri	**2006**	9	3	3						
Obbligazioni ordinarie	**2006-2027**	5.331	5.339	391	705	471	126	939	2.707	4.948
Altri finanziatori	**2006-2019**	927	825	46	137	37	124	181	300	779
		8.534	**8.386**	**733**	**1.339**	**661**	**524**	**1.370**	**3.759**	**7.653**

Le passività finanziarie a lungo termine di 8.386 milioni di euro, comprensive della quota a breve termine, diminuiscono di 148 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (376 milioni di euro) e le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella di conto (309 milioni di euro) nonché, in aumento le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (478 milioni di euro).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A - (S&P) e A3 (Moodys). Al 31 dicembre 2004 e 2005 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano rispettivamente a 1.104 milioni di euro e a 1.258 milioni di euro. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato un accordo di finanziamento con banche per 275 milioni di euro (300 milioni di euro al 31 dicembre 2004) che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e la Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 5.339 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 4.365 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 974 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso % da	Tasso % a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes:								
- Eni SpA	1.500	41	1.541	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	876	(2)	874	Lira sterlina	2007	2019	4,875	5,250
- Eni Coordination Center SA	516	5	521	Euro	2007	2015	variabile	
- Eni SpA	500	16	516	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	274	5	279	Euro	2008	2024	2,876	5,050
- Eni Coordination Center SA	216	3	219	Dollaro USA	2013	2015	4,450	4,800
- Eni Coordination Center SA	161	4	165	Dollaro USA	2006	2007	variabile	
- Eni Coordination Center SA	152		152	Yen giapponese	2008	2021	0,810	2,320
- Eni Coordination Center SA	83	1	84	Franco svizzero	2006	2010	1,750	2,043
- Eni Coordination Center SA	14		14	Franco svizzero		2007	variabile	
	4.292	**73**	**4.365**					
Altri prestiti obbligazionari:								
- Eni USA Inc	339	2	341	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni USA Inc	254	1	255	Dollaro USA		2006		7,500
- Eni Lasmo Plc (*)	219	(11)	208	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni USA Inc	170		170	Dollaro USA		2007		6,750
	982	**(8)**	**974**					
	5.274	**65**	**5.339**					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie non correnti per 241 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 435 milioni di euro e riguardano l'Eni USA Inc (255 milioni di euro) e l'Eni Coordination Center SA (180 milioni di euro). Nel corso del 2005 sono state emesse obbligazioni per 441 milioni di euro da parte dell'Eni Coordination Center SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2004 (milioni di euro)	Tasso medio	31.12.2005 (milioni di euro)	Tasso medio
Euro	5.704	3,3	5.344	3,6
Dollaro USA	1.476	6,4	1.709	7,0
Lira sterlina	1.082	6,1	1.082	5,3
Yen giapponese	96	1,4	153	1,4
Franco svizzero	146	1,1	98	2,6
Altre valute	30	8,7		
	8.534		**8.386**	

Al 31 dicembre 2005 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.070 milioni di euro (710 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Passività finanziarie per 251 milioni di euro sono garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate, da pegni su titoli e da depositi vincolati (274 milioni di euro al 31dicembre 2004).

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 8.732 milioni di euro (8.748 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Banche	2.276	2.222
Obbligazioni ordinarie	5.509	5.633
Altri finanziatori	963	877
	8.748	**8.732**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 2,8% e il 5% (2,4% e 5,2% al 31 dicembre 2004).
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2004			31.12.2005		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Passività finanziarie a breve termine	4.150		4.150	4.612		4.612
Passività finanziarie a lungo termine	927	7.607	8.534	733	7.653	8.386
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.003)		(1.003)	(1.333)		(1.333)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(792)	(1)	(793)	(903)	(28)	(931)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(11)	(240)	(251)	(12)	(247)	(259)
Altro	(194)		(194)			
	3.077	**7.366**	**10.443**	**3.097**	**7.378**	**10.475**

19 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 7.679 milioni di euro (5.736 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
Fondo abbandono e ripristino siti	1.967	694	(108)	95	2.648
Fondo rischi ambientali	1.649	522	(157)	89	2.103
Riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	573	100	(18)	52	707
Fondo rischi per contenziosi	208	359	(36)	3	534
Fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita		321			321
Fondo per imposte	235	87	(38)	25	309
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	214	94	(113)		195
Fondo mutua assicurazione OIL	91	36			127
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	91	24	(3)	(27)	85
Fondo contratti onerosi		71	(6)	15	80
Fondo operazioni e concorsi a premio	63	52	(57)	(6)	52
Altri fondi (*)	645	264	(173)	(218)	518
	5.736	**2.624**	**(709)**	**28**	**7.679**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 2.648 milioni di euro accoglie principalmente i costi 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 siti (2.613 milioni di euro). L'accantonamento di 694 milioni di euro riguarda la rilevazione iniziale e la variazione della stima del fondo imputati in contropartita alle attività materiali a cui si riferiscono (592 milioni di euro) e gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico (102 milioni di euro); il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 3% e il 5,4%. Le altre variazioni di 95 milioni di euro comprendono differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (109 milioni di euro).

Il fondo rischi ambientali di 2.103 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti nella Syndial SpA (1.445 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (405 milioni di euro), nell'aggregato Corporate e società finanziarie in relazione alle garanzie rilasciate all'atto della cessione di partecipazioni (122 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (61 milioni di euro). Gli accantonamenti di 522 milioni di euro riguardano principalmente il settore Refining & Marketing (282 milioni di euro), la Syndial SpA (170 milioni di euro) e l'aggregato Corporate e società finanziarie (50 milioni di euro).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 707 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazioni SpA. Gli utilizzi di 18 milioni di euro riguardano la riserva eccedente gli oneri da liquidare per i sinistri comunicati.

Il fondo rischi per contenziosi di 534 milioni di euro è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività. Gli accantonamenti di 359 milioni riguardano principalmente l'accantonamento effettuato (290 milioni di euro) a fronte della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA. Gli utilizzi di 36 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 23 milioni di euro.

Il fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita di 321 milioni di euro riguarda principalmente l'accantonamento effettuato nell'esercizio a seguito dell'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la quale sono stati modificati i parametri di riferimento per la determinazione della componente materia prima compresa nelle formule di vendita ai consumatori finali (225 milioni di euro).

Il fondo per imposte di 309 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (268 milioni di euro). Gli utilizzi di 38 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 30 milioni di euro.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 195 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (156 milioni di euro) a fronte di beni dismessi. Gli utilizzi di 113 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 28 milioni di euro.

Il fondo mutua assicurazione OIL di 127 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere. Il fondo è stato stanziato a seguito dell'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 85 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate (v. nota 10).

Il fondo contratti onerosi di 80 milioni di euro riguarda gli oneri che la Syndial SpA prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dai contratti stessi.

Il fondo operazioni e concorsi a premio di 52 milioni di euro accoglie gli oneri che il settore Refining & Marketing prevede di sostenere in relazione alle iniziative di promozione e incentivazione finalizzate allo sviluppo delle vendite rete e destinate ai gestori, agli autotrasportatori e agli automobilisti che si riforniscono presso le "Isole Fai da Te".

Gli utilizzi degli altri fondi di 173 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 53 milioni di euro, di cui 27 milioni di euro riferiti a oneri stanziati a fronte di commesse pluriennali.

Le altre variazioni di 28 milioni di euro comprendono differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 159 milioni di euro; questo incremento è stato parzialmente compensato dalle riclassifiche ad altre voci di bilancio, essenzialmente, immobilizzazioni immateriali per *Social Project* e crediti finanziari (140 milioni di euro).

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici riconosciuti ai dipendenti del Gruppo Eni riguardano indennità di fine rapporto di lavoro, piani pensione con benefici commisurati prevalentemente alla retribuzione erogata nell'anno che precede il pensionamento e altri benefici.

I fondi per indennità di fine rapporto di lavoro riguardano essenzialmente il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato ("TFR") disciplinato dalla legislazione italiana all'art. 2120 del codice civile. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerata ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotta della parte eventualmente versata a fondi pensione.

I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente nel Regno Unito, in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

Gli altri benefici riguardano essenzialmente il Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni ("FISDE") e i premi di anzianità. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al FISDE vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

Il valore attuale dei benefici ai dipendenti è il seguente:

		Piani pensione esteri				
(milioni di euro)	TFR	Passività lorda	Attività al servizio del piano	Passività netta	Altri benefici	Totale
31.12.2004						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**521**	**483**	**(224)**	**259**	**130**	**910**
Costo corrente	54	17		17	3	74
Oneri finanziari	25	25		25	6	56
Rendimento delle attività al servizio del piano			(14)	(14)		(14)
Contributi versati		1	(21)	(20)		(20)
Utili/perdite attuariali	29	46	(7)	39	8	76
Benefici pagati	(52)	(18)	11	(7)	(9)	(68)
Modifiche del piano		11		11		11
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		11	(2)	9		9
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	**577**	**576**	**(257)**	**319**	**138**	**1.034**
31.12.2005						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**577**	**576**	**(257)**	**319**	**138**	**1.034**
Costo corrente	59	18		18	5	82
Oneri finanziari	25	30		30	6	61
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)	(16)		(16)
Contributi versati		1	(46)	(45)		(45)
Utili/perdite attuariali	47	66	(24)	42	(6)	83
Benefici pagati	(49)	(19)	11	(8)	(10)	(67)
Modifiche del piano		3		3		3
Riduzioni ed estinzioni del piano	(6)	(5)		(5)		(11)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		87	(27)	60		60
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	**653**	**757**	**(359)**	**398**	**133**	**1.184**

La passività lorda relativa a piani pensione esteri di 757 milioni di euro (576 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprende piani pensione senza attività al servizio del piano per 180 milioni di euro (166 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il valore attuale dell'obbligazione relativa ai piani pensione esteri comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione. Il valore attuale dell'obbligazione relativa agli altri benefici di 133 milioni di euro (138 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda principalmente il FISDE per 96 milioni di euro e i premi di anzianità per 29 milioni di euro (rispettivamente, 106 e 26 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

La riconciliazione delle passività nette dei benefici ai dipendenti rilevate nello stato patrimoniale è la seguente:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	Altri benefici	Totale
31.12.2004				
Valore attuale dell'obbligazione	**577**	**319**	**138**	**1.034**
Utili/perdite attuariali non rilevate	(18)	(16)	(7)	(41)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(11)		(11)
Fondi per benefici ai dipendenti	**559**	**292**	**131**	**982**
31.12.2005				
Valore attuale dell'obbligazione	**653**	**398**	**133**	**1.184**
Utili/perdite attuariali non rilevate	(76)	(71)	3	(144)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(9)		(9)
Fondi per benefici ai dipendenti	**577**	**318**	**136**	**1.031**

Il fondo per benefici ai dipendenti relativo ai piani pensione esteri di 318 milioni di euro (292 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 95 e 130 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2004 e 2005; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito.
Il fondo relativo agli altri benefici di 136 milioni di euro (131 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda principalmente il FISDE per 99 milioni di euro e i premi di anzianità per 29 milioni di euro (rispettivamente, 99 e 26 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	Altri benefici	Totale
2004				
Costo corrente	54	17	3	74
Oneri finanziari	25	25	6	56
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(14)		(14)
Ammortamento del costo relativo alle prestazioni di lavoro passate		1		1
Ammortamento degli utili/perdite attuariali			1	1
Totale costi	**79**	**29**	**10**	**118**
2005				
Costo corrente	59	18	5	82
Oneri finanziari	25	30	6	61
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)		(16)
Ammortamento del costo relativo alle prestazioni di lavoro passate		3	1	4
Ammortamento degli utili/perdite attuariali			6	6
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano	(6)	(4)	(1)	(11)
Totale costi	**78**	**31**	**17**	**126**

I costi relativi agli altri benefici di 17 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano il FISDE per 7 milioni di euro e i premi di anzianità per 7 milioni di euro (rispettivamente, 6 e 3 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le principali ipotesi attuariali utilizzate per la valutazione dei benefici ai dipendenti sono le seguenti:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	Altri benefici
2004			
Principali ipotesi attuariali			
Tassi di sconto	4,5	6,0-7,9	4,0-5,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-4,5	3,0-6,8	
Tassi di rendimento attesi delle attività al servizio del piano		7,0	
Tasso d'inflazione	2,3	2,0-4,6	2,0-2,3
2005			
Principali ipotesi attuariali			
Tassi di sconto	4,0	4,5-7,3	4,5-4,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-4,5	3,0-5,8	3,5
Tassi di rendimento attesi delle attività al servizio del piano		7,2	
Tasso d'inflazione	2,0	2,0-4,9	2,3-2,4

Le attività al servizio dei piani pensione esteri si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
31.12.2005		
Titoli	50,2	7,4
Obbligazioni	35,0	4,9
Attività immobiliari	1,7	8,1
Altro	13,1	10,5
Totale	**100,0**	

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 4.890 milioni di euro (3.948 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili.

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
	3.948	2.136	(484)	331	(1.041)	**4.890**

Le altre variazioni di 1.041 milioni di euro riguardano principalmente la compensazione, a livello di singola impresa, delle passività per imposte differite con le attività per imposte anticipate (1.035 milioni di euro); questa variazione è stata parzialmente compensata dagli accantonamenti imputati alle riserve di patrimonio netto a seguito della prima applicazione al 1° gennaio 2005 degli *IAS* 32 e 39 (50 milioni di euro) e della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari (2 milioni di euro).
Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Imposte sul reddito differite	6.002	8.237
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(2.054)	(3.347)
	3.948	**4.890**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(1.827)	(1.861)
Passività nette per imposte differite	**2.121**	**3.029**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	3.885	1.378	(235)	274	553	5.855
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	300	351	(2)			649
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	104	234	(35)	8	38	349
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	219	12	(12)		26	245
- altre	1.494	161	(200)	49	(365)	1.139
	6.002	**2.136**	**(484)**	**331**	**252**	**8.237**
Imposte sul reddito anticipate:						
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(1.177)		79		2	(1.096)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(870)	(355)	130	(37)	94	(1.038)
- ammortamenti non deducibili	(324)	(401)	178	(77)	(244)	(868)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(513)	(487)	159		2	(839)
- perdite fiscali portate a nuovo	(102)	(59)	58	(15)	(42)	(160)
- altre	(895)	(476)	323	(29)	(130)	(1.207)
	(3.881)	**(1.778)**	**927**	**(158)**	**(318)**	**(5.208)**
Passività nette per imposte differite	**2.121**	**358**	**443**	**173**	**(66)**	**3.029**

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Non sono state stanziate imposte differite sulle riserve in sospensione di imposta delle imprese controllate perché non se ne prevede la distribuzione (269 milioni di euro).

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 cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 30% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.818 milioni di euro e sono utilizzabili nei seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2006		10
2007		7
2008	11	66
2009	**8**	43
2010		**46**
oltre 2010		234
illimitatamente		1.393
	19	**1.799**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 547 milioni di euro e sono riferite essenzialmente a imprese estere (536 milioni di euro); le relative imposte anticipate ammontano a 160 milioni di euro, di cui 158 milioni di euro riferiti a imprese estere.

22 Altre passività

Le altre passività di 897 milioni di euro (427 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Passività per imposte correnti	23	
Altri debiti	204	767
Altre passività	200	130
	427	**897**

Gli altri debiti di 767 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprendono debiti per attività d'investimento per 597 milioni di euro.

Le altre passività al 31 dicembre 2004 di 200 milioni di euro comprendono il *fair value* dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti con la Lasmo Plc (ora Eni Lasmo Plc) per 2 milioni di euro.

23 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Utile dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2004	2005	31.12.2004	31.12.2005
Snam Rete Gas SpA	331	321	2.025	1.158
Saipem SpA	133	115	846	915
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	4	6	78	82
Altre	14	17	217	194
	482	**459**	**3.166**	**2.349**

Il decremento del patrimonio netto di Snam Rete Gas SpA di 867 milioni di euro comprende la distribuzione di un dividendo straordinario che, per la quota di competenza dei terzi azionisti, è stato pari a 1.171 milioni di euro.

Patrimonio netto di Eni

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Capitale sociale	4.004	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per differenze cambio da conversione	(687)	941
Riserva per acquisto di azioni proprie	5.392	5.345
Azioni proprie acquistate	(3.229)	(4.216)
Altre riserve	3.965	5.351
Utili relativi a esercizi precedenti	14.911	17.381
Utile dell'esercizio	7.059	8.788
Acconto sul dividendo		(1.686)
	32.374	**36.868**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2005 il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 934.400 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2002 (n. 883.300 azioni) e della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro (n. 51.100 azioni).
L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato il 27 maggio 2005 la distribuzione del dividendo di 0,90 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola; il dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 23 giugno 2005, con stacco cedola fissato al 20 giugno 2005.

Riserva legale

La riserva legale di 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 differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Riserve per acquisto di azioni proprie

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. L'ammontare di 5.345 milioni di euro (5.392 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprende le azioni proprie acquistate. Il decremento di 47 milioni di euro è dovuto alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option*.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 4.216 milioni di euro (3.229 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e sono rappresentate da n. 278.013.975 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 234.394.888 azioni al 31 dicembre 2004). Le azioni proprie per 237 milioni di euro (286 milioni di euro al 31 dicembre 2004), rappresentate da n. 17.428.300 azioni ordinarie (n. 21.006.600 azioni ordinarie al 31 dicembre 2004), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2004 e 2005 (n. 14.004.500 azioni) e di *stock grant* 2003-2005 (n. 3.423.800 azioni). La diminuzione di n. 3.578.300 azioni si analizza come segue:

(milioni di euro)	Stock option	Stock grant	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2004	**14.574.000**	**6.432.600**	**21.006.600**
- riclassifica (*)	2.658.400	(2.658.400)	
	17.232.400	**3.774.200**	**21.006.600**
- diritti esercitati	(3.106.400)	(339.100)	(3.445.500)
- diritti decaduti	(121.500)	(11.300)	(132.800)
	(3.227.900)	**(350.400)**	**(3.578.300)**
Numero azioni al 31 dicembre 2005	**14.004.500**	**3.423.800**	**17.428.300**

(*) La riclassifica è stata effettuata in esecuzione della deliberazione dell'Assemblea degli azionista del 27 maggio 2005.

Al 31 dicembre 2005 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 13.379.600 azioni a fronte dei piani di *stock option* e di n. 3.127.200 azioni a fronte dei piani di *stock grant*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 903.100), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.106.500), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.659.000) e di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 4.711.000).

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite alla nota n. 26.

Altre riserve

Le altre riserve di 5.351 milioni di euro (3.965 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano per 5.219 milioni di euro (3.896 milioni di euro al 31 dicembre 2004) la riserva disponibile di Eni SpA e per 35 milioni di euro la riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*. L'incremento della riserva disponibile di Eni SpA di 1.323 milioni di euro è connesso principalmente all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2004 (1.300 milioni di euro), come da delibera dell'Assemblea degli azionisti del 27 maggio 2005. La valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge* si analizza come segue:

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta
Riserva al 1° gennaio 2005	19	(6)	13				19	(6)	13
Variazione dell'esercizio	8	(2)	6	27	(11)	16	35	(13)	22
Riserva al 31 dicembre 2005	**27**	**(8)**	**19**	**27**	**(11)**	**16**	**54**	**(19)**	**35**

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.686 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, deliberato dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-*bis*, comma 5, del codice civile; il dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2005 comprende riserve distribuibili per circa 36.000 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (32 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Utile dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2004	2005	31.12.2004	31.12.2005
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**4.684**	**5.288**	**29.433**	**29.656**
Azioni proprie			(3.229)	(4.216)
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.444	2.718	9.470	13.483
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(112)	(44)	2.592	2.558
- rettifiche per uniformità dei principi contabili ed eliminazione di rettifiche e accantonamenti di natura fiscale	(2.197)	1.617	(244)	313
- eliminazione di utili infragruppo	(235)	(40)	(2.498)	(2.677)
- imposte sul reddito differite e anticipate	612	(313)	(133)	2
- altre rettifiche	345	21	149	98
	7.541	**9.247**	**35.540**	**39.217**
Interessi di terzi	(482)	(459)	(3.166)	(2.349)
Come da bilancio consolidato	**7.059**	**8.788**	**32.374**	**36.868**

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 12.862 milioni di euro (12.667 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

	31.12.2004				31.12.2005			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.026		5.026		5.839		5.839
Imprese controllate non consolidate	7	532		539	4	203		207
Imprese a controllo congiunto e collegate	4.901	1.922	40	6.863	4.900	1.772	40	6.712
Altri	70	169		239	64	40		104
	4.978	**7.649**	**40**	**12.667**	**4.968**	**7.854**	**40**	**12.862**

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di 5.839 milioni di euro (5.026 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.057 milioni di euro (2.929 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 2.397 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.296 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.386 milioni di euro (1.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (iii) rischi assicurativi per 298 milioni di euro che Eni ha riassicurato (396 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 5.491 milioni di euro (4.818 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 207 milioni di euro (539 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 165 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il decremento di 332 milioni di euro riguarda essenzialmente la riclassifica a imprese controllate consolidate della garanzia rilasciata nell'interesse di Eni Middle East BV (367 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2005 a fronte delle suddette garanzie è di 145 milioni di euro (467 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate non consolidate di 6.712 milioni di euro (6.863 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (50,4% Eni); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni, contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.360 milioni di euro (1.633 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 844 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (731 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il decremento di 273 milioni di euro è dovuto principalmente all'estinzione delle garanzie rilasciate nell'interesse di EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (50% Eni) (250 milioni di euro) e di Albacom SpA (88 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento della garanzia rilasciata nell'interesse di Blue Stream Pipeline Co BV (113 milioni di euro); (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 274 milioni di euro (118 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'incremento di 156 milioni di euro riguarda le garanzie rilasciate nell'interesse del settore Ingegneria e Costruzioni; (iv) garanzie di *performance* per 62 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 di gestione operativa di quest'ultima (111 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (v) garanzie reali di 40 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2005 a fronte delle suddette garanzie è di 2.938 milioni di euro (3.500 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 104 milioni di euro (239 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente garanzie rilasciate da Eni SpA a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 92 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 75 milioni di euro (103 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi di 1.655 milioni di euro (1.620 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Impegni		
Acquisto di beni	200	219
Vendita di beni	124	
Altri	319	220
	643	**439**
Rischi	**977**	**1.216**
	1.620	**1.655**

Gli impegni di acquisto e di vendita di beni di 219 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano titoli per 116 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e partecipazioni per 103 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Gli impegni relativi ai titoli riguardano l'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 della 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 per i quali riceve un tasso variabile più favorevole rispetto a quello riconosciuto agli investitori. L'operazione si è conclusa il 1° gennaio 2006 con la scadenza dei titoli di Stato.
Il decremento degli impegni relativi alle partecipazioni di 38 milioni di euro riguarda principalmente l'esercizio da parte della Erg SpA del diritto di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro) e la cessazione degli impegni relativi all'acquisto e alla vendita delle azioni della Nuovo Pignone SpA a seguito della vendita della partecipazione (31 milioni di euro); questi decrementi sono stati parzialmente compensati dall'impegno assunto da Eni SpA relativo all'acquisto dalla ESPI - Ente Siciliano per la Promozione Industriale (in liquidazione) del 50% del capitale sociale della Siciliana Gas SpA e di n. 1 azione della Siciliana Gas Vendite SpA (98 milioni di euro).
Gli altri impegni di 220 milioni di euro (319 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 193 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno relativo agli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'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 90 milioni di euro al 31 dicembre 2004 si è concluso a seguito della firma di un nuovo accordo che ha comportato l'iscrizione di un fondo per rischi e oneri.
I rischi di 1.216 milioni di euro (977 milioni di euro al 31 dicembre 2004), riguardano principalmente rischi di custodia di beni di terzi per 794 milioni di euro (551 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 402 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Gestione dei rischi d'impresa

PREMESSA

I principali rischi, identificati e attivamente gestiti da Eni, sono i seguenti:

(i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*;
(ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;
(iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;
(iv) il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
(v) il rischio Paese nell'attività *oil & gas*.

RISCHIO MERCATO

Il rischio di mercato comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso d'interesse e il rischio *commodity*; la loro gestione è disciplinata da "Linee guida" e procedure che prevedono l'accentramento sostanziale delle funzioni di tesoreria in due distinte società finanziarie operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri.

In particolare, sulla finanziaria operante nel mercato nazionale (Enifin) sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Enifin assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Al fine di ridurre il rischio di mercato connesso a variazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*, Eni stipula contratti derivati finanziari e contratti derivati su merci con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione al rischio di mercato. Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le "Linee guida sull'attività finanziaria" che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio cambio e tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie di Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte.

La Direzione Finanziaria di Eni 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. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio cambio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie di Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di Valore a Rischio (VaR), sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.

Relativamente al rischio *commodity*, con le "Linee guida sulla gestione del rischio *commodity*", Eni ha posto dei limiti massimi al rischio di prezzo derivante dall'attività commerciale. Le funzioni di indirizzo in tale ambito sono affidate a un "*Commodity Risk Assessment Team*", mentre alla Direzione Finanziaria è affidato il controllo del rispetto dei limiti, nonché lo sviluppo e l'adeguamento della metodologia.

RISCHIO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio di transazione). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo del Gruppo e viceversa.

RISCHIO DI TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

RISCHIO *COMMODITY*

I risultati di Eni sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Eni a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato dalle unità di business sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali. Le società finanziarie di Eni adottano le linee guida definite dalla Direzione Finanziaria di Eni sulle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte nei contratti di impiego di disponibilità e di utilizzo di strumenti finanziari, inclusi gli strumenti derivati. Eni non ha avuto casi significativi di mancato adempimento della controparte. Al 31 dicembre 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio credito.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili possano essere insufficienti a coprire le obbligazioni in scadenza. Allo stato attuale, Eni ritiene, attraverso la generazione di flussi di cassa, l'ampia diversificazione delle fonti di finanziamento e la disponibilità di linee di credito *committed* e *uncommitted*, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare i fabbisogni finanziari programmati.

RISCHIO OPERATION

Le attività di Eni comportano per loro natura rischi industriali e ambientali e sono soggette nella maggior parte dei Paesi in cui Eni opera a leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente e la sicurezza industriale. Ad esempio, in Europa Eni possiede e gestisce impianti industriali, quali raffinerie e complessi petrolchimici, che presentano rischi elevati di incidenti e per i quali Eni ha adottato norme e standard di comportamento che soddisfano i criteri della "Direttiva Seveso II" dell'Unione Europea.

L'ampio spettro di attività di Eni comporta una vasta gamma di rischi operativi come esplosioni, incendi, emissioni di gas nocivi, fuoriuscite di prodotti tossici, produzione di rifiuti non biodegradabili.

Tali eventi possono danneggiare o distruggere i pozzi e le loro attrezzature, recare danni alle persone o all'ambiente circostante. Inoltre, poiché le attività di ricerca e produzione possono avvenire in zone ecologicamente sensibili, ciascun sito richiede un approccio specifico per ridurre al minimo l'impatto sull'ecosistema interessato, sulla biodiversità e sulla salute umana.

Eni ha adottato i migliori standard per la valutazione e la gestione dei rischi industriali e ambientali, conformando il proprio comportamento alle *best practice* dell'industria. Le unità di business nello sviluppo e nella gestione dell'attività, oltre ad applicare le leggi e i regolamenti dei Paesi in cui operano, valutano i rischi industriali e ambientali mediante procedure specifiche.

Nel 2003 è stato 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 e definizione dei nuovi obiettivi. Il modello è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. Al 31 dicembre 2005 sono stati svolti sei *audit* di sistema e quattro sono in programma nel corso del 2006.

Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) con sistemi informatici che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica. Eni, oltre a disporre di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi, ha attivato una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera.

Nel 2005 ha impiegato oltre 2.000 unità equivalenti a tempo pieno, nell'ambito della attività HSE, nella prevenzione dei rischi ambientali, nella sicurezza e nella salute.

RISCHIO PAESE

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico rispetto ai paesi dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale.

Al 31 dicembre 2005 circa il 73% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale; nel 2005 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da questi Paesi. Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi Paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Eni monitora costantemente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 100 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'upstream. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione del rischio che Eni ha definito nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Contenziosi

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, 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 Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Ambiente

ENI SPA

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato 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 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 dell'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. Nel giudizio si sono costituite 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 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. 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 giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Nell'ambito del conseguente procedimento penale, il 12 maggio 2004 si è svolta la prima udienza relativa al 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. 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. La Procura ha affidato a una società specializzata del settore il compito di verificare l'origine, le cause e l'estensione delle asserite infiltrazioni. A scopo meramente cautelativo, sono in avanzata fase di completamento gli interventi volti 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. Con provvedimento del 1° giugno 2004 sono stati dissequestrati tutti i serbatoi della raffineria che il 17 aprile 2003 erano stati posti sotto sequestro, a eccezione di 5. La consulenza della società specializzata è stata depositata; le conclusioni sono ora opponibili agli indagati a seguito di incidente probatorio.

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 vi sono state alcune richieste di costituzione di parte civile, tra cui la Provincia e la Regione Veneto.

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. È attesa la decisione sulla richiesta, depositata l'11 novembre 2005 dall'EniPower, di archiviazione delle indagini in corso sul rappresentante legale della società.

POLIMERI EUROPA SPA

Avanti al Tribunale di Gela si sono svolti due procedimenti penali connessi, uno relativo all'attività del Forno F3001 e l'altro all'attività dell'impianto ACN (utilizzo del residuo FOK) entrambi conclusi con sentenza di condanna degli imputati. Le sentenze sono state impugnate. Nel procedimento relativo al Forno F3001 è stato disposto il rinvio al giudice civile per la liquidazione del danno ambientale a favore della Provincia di Caltanissetta.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al 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 e, al riguardo, sussiste l'obbligo della Edison SpA 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 manifestatisi successivamente. Con accordo transattivo recentemente perfezionato Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial. La causa proseguirà per il presunto danno relativo al periodo 1989-1990.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti al Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera dai primi anni '70 al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Con sentenza del 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha assolto con formula piena 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. Con sentenza del 15 dicembre 2004 la Corte di Appello di Venezia ha sostanzialmente confermato la sentenza di primo grado riformandone solo alcuni punti marginali. Per quanto riguarda alcuni imputati di Eni e di Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in

ordine ad alcune contravvenzioni al D.P.R. 962/1973 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. Tutte le parti hanno proposto ricorso per Cassazione. Nel gennaio 2006 Eni e Syndial hanno sottoscritto con la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'ambiente un accordo transattivo con il quale, fra l'altro, a fronte del pagamento di 40 milioni di euro, la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'ambiente rinunciano al ricorso per Cassazione proposto, si impegnano a revocare la costituzione di parte civile nel processo *de quo*, rinunciando a qualsiasi pretesa di risarcimento del danno ambientale per i fatti relativi alla gestione del Petrolchimico di Porto Marghera fino alla data di sottoscrizione dell'accordo. L'ammontare versato trova copertura nell'apposito fondo rischi.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle 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. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione.

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.

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. Polimeri Europa ed EniChem si sono costituite parti civili. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione inizialmente contestati. Nel corso delle indagini è stata riscontrata la presenza di mercurio in mare. La Procura della Repubblica di Siracusa ha pertanto avviato una seconda indagine avente a oggetto lo stato di contaminazione dei sedimenti e della fauna marina della rada di Augusta. Secondo l'ipotesi d'accusa, il mercurio asseritamente sversato a mare avrebbe determinato l'avvelenamento dell'ittiofauna e, conseguentemente, l'insorgenza di malformazioni fetali e interruzioni di gravidanza attraverso il consumo di pesce contaminato da mercurio e proveniente dalla rada di Augusta. L'impianto clorosoda, risalente alla fine degli anni '50, è pervenuto alla Syndial nel 1989, nell'ambito degli apporti Montedison in Enimont; è stato pertanto possibile dimostrare alla Procura della Repubblica l'irrilevanza causale, ai fini dei reati contestati ai responsabili dello stabilimento di Priolo, del comportamento dei dipendenti Syndial. Il 15 marzo 2006, il Giudice delle indagini preliminari, accogliendo la richiesta del Pubblico Ministero, ha disposto l'archiviazione del procedimento nei confronti dei dipendenti Syndial per irrilevanza del contributo causale nell'inquinamento del mare da mercurio.

Con atto di citazione notificato il 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 stimati 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. Il 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. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario spiegando autonoma domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Nell'udienza del 5 luglio 2005 è stata sollevata la pregiudiziale relativa alla rituale rappresentanza in giudizio del Commissario Delegato, che, a pena d'invalidità della sua costituzione, avrebbe dovuto sin dall'inizio essere difeso dall'Avvocatura dello Stato. La causa è stata rimessa in decisione ex art. 187 del c.p.c. per la soluzione di tale questione.
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. La prossima udienza è fissata al 30 marzo 2006 per l'ammissione dei mezzi di prova.
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.

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 al 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. Syndial si è costituita eccependo tra l'altro il difetto di legittimazione dell'attrice. L'udienza per la precisazione delle conclusioni è fissata per il 5 aprile 2006.

Con atto di citazione notificato nell'ottobre 2004 la Sitindustrie ha instaurato un giudizio analogo al precedente, con le medesime domande nei confronti della Syndial, relativamente al ramo d'azienda per la produzione di prodotti e semilavorati in rame e leghe, sito in Pieve Vergonte. L'udienza per l'ammissione dei mezzi di prova è stata fissata per il 5 aprile 2006.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003, il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al 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 asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 1° marzo 2006 l'Avvocatura dello Stato in sede di tentativo di conciliazione espletato dal Giudice ha formulato una proposta transattiva che prevede il pagamento da parte di Syndial del 10% della richiesta di risarcimento danni pari a 239 milioni di euro.

Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale l'EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 78,5 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la C.T.U. con il compito di accertare il danno ambientale residuale dopo gli interventi di ripristino ambientale già effettuati da Agricoltura e quelli successivamente svolti da EniChem/Syndial. La C.T.U., articolata secondo tre quesiti, si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. La causa attende di essere assegnata ad altro giudice essendo decaduto il giudice onorario alla quale era precedentemente assegnata.

Fiscale

ENI SPA
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 in Eni SpA nel 2002) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevedeva i termini entro i quali le aziende erogatrici potevano corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici di Eni non hanno inteso avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. Al riguardo 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'addizionale, Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il termine ordinario di prescrizione dell'azione di accertamento dei tributi in oggetto è quinquennale. Pertanto, tenuto conto della sospensione dal 18 aprile al 31 ottobre 2002 dei termini tributari disposta dalla legge n. 131/2002, il suo esercizio non sarà possibile oltre il 16 luglio 2007.

Nel corso del 2003 la Circoscrizione Doganale di Taranto ha notificato a 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 riguardava diritti di confine (dazi di importazione e Iva relativa) di circa 24 milioni di euro non pagati dalla Società, perché i prodotti importati erano 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 contenevano 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 stata contestata la mancanza dell'autorizzazione amministrativa per usufruire dell'esenzione daziaria prevista in caso di trattamento definito dei prodotti importati. 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. Con provvedimento del 26 novembre 2004 il Direttore Regionale della Puglia ha accolto le ragioni della Società ponendo fine al contenzioso in essere con l'annullamento in autotutela dei 147 avvisi di accertamento contestati.
Tuttavia il 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. Con il processo verbale redatto dalla Guardia di Finanza e inviato al Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Taranto, è stato contestato l'omesso pagamento di diritti di confine (dazi e Iva relativa) di circa 26 milioni di euro, riproponendo le stesse motivazioni già eccepite dalla Dogana di Taranto respinte dal provvedimento con il quale il Direttore Regionale ha posto fine al contenzioso in sede amministrativa. Con decreto del 20 gennaio 2006, il Giudice delle indagini preliminari del Tribunale di Taranto ha disposto l'archiviazione del procedimento, ponendo fine al contenzioso.

Con avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili (ICI) emesso dal Comune di Pineto (TE) e notificato a Eni SpA, in qualità di incorporante dell'Agip SpA, il 29 dicembre 1999, è stata contestata l'omessa presentazione della dichiarazione, nonché l'omesso versamento ICI per gli anni dal 1993 al 1998 relativamente a quattro piattaforme petrolifere per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente la Regione Abruzzo. Conseguentemente è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Avverso tale avviso di accertamento è stato proposto ricorso con il quale è stato eccepito in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme non rientra nel territorio comunale e, nel merito, la mancanza degli altri presupposti oggettivi previsti per l'applicazione dell'ICI. Il ricorso è stato accolto nei primi due gradi di giudizio; in particolare con la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Teramo del 15 gennaio 2001, depositata il 28 maggio 2001 e con la sentenza della Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila del 20 gennaio 2003, depositata il 10 marzo 2003. La Corte Suprema di Cassazione con la sentenza del 21 febbraio 2005, depositata il 27 giugno 2005, ha invece riconosciuto il potere impositivo del Comune anche sulle acque territoriali e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione di tutti gli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. Il 28 dicembre 2005, per le medesime piattaforme petrolifere, il Comune di Pineto ha notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili del 22 dicembre 2005, per gli anni dal 1999 al 2004, con il quale è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi, avverso il quale sarà proposto ricorso.

ENI DACIÓN BV

Nell'agosto 2005 l'Amministrazione finanziaria della Repubblica del Venezuela ha notificato alla filiale locale di Eni Dación BV quattro avvisi di accertamento relativi all'imposta sul reddito dovuta per gli esercizi 2001, 2002, 2003 e 2004 che negando la deducibilità di alcuni costi: (i) azzerano le perdite dichiarate per tali esercizi di complessivi 910 miliardi di bolivares (425 milioni di dollari USA); (ii) determinano per gli stessi esercizi un reddito imponibile di complessivi 115 miliardi di bolivares (54 milioni di dollari USA); (iii) contestano un'imposta dovuta di 52 miliardi di bolivares (24 milioni di dollari USA) determinata con l'aliquota

del 50% invece che con quella del 34% applicata da tutte le società che svolgono la stessa attività di Eni Dación BV. In particolare viene negata la deducibilità: (i) degli interessi dovuti ad altre società del Gruppo che hanno erogato finanziamenti denominati in dollari USA; (ii) delle perdite su cambio iscritte in bilancio relativamente a tali finanziamenti originate dalla progressiva svalutazione della moneta venezuelana. Gli avvisi di accertamento notificati hanno natura preliminare e perciò non impongono il versamento delle imposte accertate e non contengono la determinazione delle sanzioni (da un minimo del 10% a un massimo del 250%), né degli interessi di mora (tasso medio del periodo pari a circa il 23%). La Società ha presentato ricorso amministrativo per chiedere l'annullamento degli avvisi di accertamento. Entro la fine di ottobre 2006 l'Amministrazione finanziaria dovrà pronunciarsi annullando o confermando in tutto o in parte le contestazioni formulate. In caso di conferma, saranno notificati gli avvisi di accertamento definitivi avverso i quali è possibile presentare un ulteriore ricorso amministrativo o adire direttamente l'Autorità giudiziaria. Eni ha effettuato uno stanziamento a fondo rischi.

AGIP KARACHAGANAK BV

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazake hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti VAT in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004 e di successivi incontri, le contestazioni originarie si sono ora ridotte a 26 milioni di dollari in quota Eni; importo comprensivo di imposte, sovrattasse e interessi. Gli incontri proseguono. Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

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 dell'attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario. 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 TAR nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, il 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 con proprio parere motivato del 7 luglio 2004 ha formalmente chiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, non ha provveduto all'abrogazione del tributo; pertanto il 20 dicembre 2004 la Commissione Europea ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. Relativamente agli aspetti tributari, la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2004 e confermata in appello dalla Commissione Tributaria Regionale di Palermo con sentenza depositata il 4 marzo 2005, 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 10,8 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La Regione Sicilia il 4 maggio 2004 ha dato esecuzione alla sentenza. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate successivamente all'aprile 2002 (75,3 milioni di euro), la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2005, ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle somme pagate da Snam Rete Gas, oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. La Regione Sicilia ha presentato ricorso contro tale decisione avanti la Commissione Tributaria Regionale di Palermo; l'udienza è stata fissata al 5 aprile 2006. Relativamente alla rata di dicembre 2002 non versata, il 3 novembre 2003 la Regione Sicilia ha notificato alla Società un avviso di liquidazione per imposta, sanzioni e interessi (pari complessivamente a 14,2 milioni di euro). La Snam Rete Gas ha presentato ricorso e contestuale istanza di sospensione della riscossione contro l'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia avanti alla

Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Quest'ultima, con sentenza depositata il 25 giugno 2004 e confermata in appello dalla Commissione Tributaria Regionale di Palermo con sentenza del 7 marzo 2005, ha accolto il ricorso di Snam Rete Gas disponendo l'annullamento dell'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia.
L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo fosse ritenuto illegittimo nelle altre 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.

Altri procedimenti giudiziari o arbitrali

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA) - SERFACTORING SPA
Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti il Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da 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, incorporata nell'EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) 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 alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione della somma di 182 milioni di euro già versata a Serfactoring, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring in via riconvenzionale, nell'ambito del giudizio contro quest'ultima proposto, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004: la domanda di Agrifactoring è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. In particolare, Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. La causa pendente in grado di appello inizialmente rinviata all'udienza collegiale del 16 marzo 2007, è stata anticipata al 27 ottobre 2006 su istanza di Agrifactoring. Il Giudice Onorario Aggregato del Tribunale di Roma, presso cui è pendente il giudizio di primo grado per la sola determinazione dell'ammontare del risarcimento dei danni in favore di Serfactoring e Agricoltura, con ordinanza depositata il 18 maggio 2005, ha disposto la sospensione del giudizio, ai sensi dell'art. 295 c.p.c., sino alla pubblicazione della sentenza della Corte d'Appello di Roma. Avverso tale provvedimento sospensivo del giudizio di primo grado, Serfactoring, congiuntamente con Syndial, ha proposto il 23 giugno 2005 regolamento di competenza ex art. 42 c.p.c. innanzi alla Corte di Cassazione, chiedendo l'annullamento del provvedimento stesso e la rimessione della causa innanzi al Giudice che lo ha emesso.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)
Nel corso del 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta avanti 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. Con sentenza dell'11 ottobre 2005, il Tribunale di Milano ha rigettato tutte le domande della ICR condannandola a rifondere alla Syndial le spese di lite. La ICR, con atto di citazione notificato il 30 dicembre 2005, ha proposto appello contro tale decisione.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

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 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 vettoria-

mento; (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 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.

Con provvedimento del 9 dicembre 2004, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria avente a oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*). Il procedimento è stato aperto nei confronti di sei società petrolifere nazionali, tra cui Eni, e di alcune società, controllate congiuntamente dalle società petrolifere, che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma Fiumicino, Milano Linate e Milano Malpensa. L'istruttoria è volta ad accertare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, che consisterebbe nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree. Il 22 dicembre 2005 l'Autorità ha trasmesso le risultanze preliminari dell'istruttoria riguardanti: (i) la presenza di un flusso di informazioni a favore delle società petrolifere, legato al funzionamento delle società comuni di stoccaggio e messa a bordo; (ii) la barriera all'ingresso di nuovi operatori nelle società comuni; (iii) il prezzo del *jet fuel* che si colloca su livelli più alti rispetto a quelli dei mercati esteri. Il termine di conclusione del procedimento è stato differito dal 31 marzo al 31 maggio 2006.

Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee con decisione del 18 aprile, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Il 3 novembre 2005, la Commissione ha chiesto informazioni in merito all'attività del Gruppo Eni nel settore delle paraffine e ad alcuni documenti acquisiti nel corso dell'ispezione. Eni ha fornito gli elementi informativi chiesti il 29 novembre 2005.

Lo *U.S. Department of Justice - Antitrust Division*, il 28 aprile 2005 ha notificato a Eni Petroleum Co Inc, nella sede di Houston (USA), una "subpoena" con la richiesta di fornire documenti e informazioni sull'attività relativa alle cere e una prova testimoniale per il 20 giugno 2005. La società ha formalmente risposto che non commercializza né importa cere nel territorio degli Stati Uniti.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

Nel dicembre del 2002 sono state avviate indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust commesse nel settore degli elastomeri. Tali indagini sono state avviate contestualmente dalle autorità statunitensi e da quelle europee. Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M: la Commissione Europea, a completamento delle indagini, ha deciso di aprire la procedura per l'accertamento della presunta infrazione e l'8 marzo 2005 ha notificato a Eni, Polimeri Europa e a Syndial la comunicazione degli addebiti, atto introduttivo di tale procedura. All'udienza del 27 luglio 2005, le società hanno depositato una propria memoria e sostenuto le proprie tesi difensive. Si attende la decisione della Commissione.

L'EP(D)M è stato oggetto d'indagine anche negli Stati Uniti, dove l'autorità procedente in sede penale è il *Department of Justice* (*DoJ*) di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Nel luglio 2005 è stato sottoscritto da Syndial il *Settlement Agreement* della *class action* civile che prevede il pagamento di circa 3,2 milioni di dollari, accordo poi approvato dal Giudice federale.

Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR ed ESBR.

I prodotti BR, ESBR e SSBR sono oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Per gli altri due prodotti la Commissione ha aperto una procedura di infrazione con l'inoltro di una comunicazione degli addebiti indirizzata a Eni, Polimeri Europa e Syndial. Le società hanno presentato osservazioni scritte e la Commissione ha deciso di avviare un supplemento d'indagine.

Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale.

Relativamente al CR, nell'indagine aperta negli Stati Uniti, Syndial ha raggiunto con il *DoJ* un accordo che prevede il pagamento della somma di 9 milioni di dollari e la rinuncia da parte del *DoJ* a proseguire l'azione penale contro la Syndial e le sue consociate.

Il 27 giugno 2005 l'accordo è stato approvato dal Giudice federale. Sempre relativamente al prodotto CR si è conclusa una transazione per la *class action* in sede civile con il pagamento di 5 milioni di dollari, approvata dal Giudice federale l'8 luglio 2005.
La Commissione Europea ha inviato a Eni, Polimeri Europa e Syndial una richiesta di informazioni sul CR. Le società Polimeri Europa e Syndial, che gestiscono il *business*, hanno deciso di cooperare con la Commissione.
A fronte di questi contenziosi Eni ha stanziato un fondo.

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 applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Contro tale sentenza la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza depositata il 26 gennaio 2006, ha respinto il ricorso.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA
L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni standard ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva.

Altri impegni e rischi
Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni sono indicati nelle "Informazioni sulla gestione - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Approvvigionamenti di gas naturale" e si considerano parte integrante delle presenti note.
Le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 5.052 milioni di euro (3.192 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
Nel dicembre 2005, Eni ha firmato un *transition agreement* con la società di Stato Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) con il quale le parti si impegnano a negoziare le condizioni per determinare il passaggio al nuovo regime contrattuale di "empresa mixta", a maggioranza PDVSA, alla quale saranno trasferiti i titoli e gli *asset* minerari relativi al giacimento Dación; fino al perfezionamento di tale accordo, le attività continuano a essere regolate dall'attuale *Operating Service Agreement*. Le negoziazioni sono in corso; allo stato non è possibile prevederne l'esito.
L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.
La garanzia di 282 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009.
A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, 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 di 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 di Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti di Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene 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 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, quali quelli derivanti: a) dal 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 e dal decreto legislativo 59/2005 in materia di autorizzazione ambientale integrata (IPPC); b) dall'applicazione della direttiva 2004/35/CE, relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, richiamata dal comma 439 dell'articolo unico della legge 266/2005 (legge finanziaria per il 2006); c) dal decreto legislativo che sarà emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004, n. 308 che ha delegato il Governo al riordino, entro 18 mesi, della normativa in materia di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche, tutela risarcitoria contro i danni ambientali, procedure per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per la valutazione ambientale strategica (VAS), nonché tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera. Lo schema del decreto legislativo "norme in materia ambientale" (cd. codice ambientale) approvato dal Consiglio dei ministri del 10 febbraio 2006 è al momento all'esame del Presidente della Repubblica. Tale decreto legislativo recepisce inoltre la direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque; (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.

Emission trading

La legge n. 316 del 30 dicembre 2004, di conversione del decreto legge n. 273/2004, ha recepito la direttiva 2003/87/CE istitutiva di un sistema per lo scambio di permessi di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità (*Emission trading*). Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), in relazione al quale il 24 febbraio 2006 è stato emanato il decreto del Ministro dell'ambiente recante l'assegnazione agli impianti esistenti, classificati secondo quanto previsto dal decreto, dei permessi di emissione per il periodo 2005-2007. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 65,2 milioni di tonnellate di CO_2 (di cui 22,4 per il 2005, 21,4 per il 2006 e 21,4 per il 2007). Nell'esercizio 2005 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni di Eni incluse nel decreto sono risultate inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	57.413	73.679
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	132	49
	57.545	**73.728**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2004	2005
Accise	14.060	14.140
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.735	2.487
Vendite in conto permuta di altri beni	86	108
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	1.175	1.331
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.122	1.326
	18.178	**19.392**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 31 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	43	114
Locazioni e affitti di azienda	93	102
Risarcimento danni	87	89
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	407	71
Altri proventi (*)	747	422
	1.377	**798**

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

Gli altri proventi relativi al 2004 comprendono differenziali su contratti derivati su merci per 61 milioni di euro.

26 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	27.010	35.318
Costi per servizi	9.148	9.405
Costi per godimento di beni di terzi	1.609	1.929
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	553	1.643
Altri oneri	1.066	1.100
	39.386	**49.395**
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1.039)	(828)
	38.347	**48.567**

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione per 24 milioni di euro (26 milioni di euro nel 2004).
I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 202 milioni di euro (210 milioni di euro nel 2004).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 965 milioni di euro (741 milioni di euro nel 2004).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per eccedenza riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 515 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2004), il fondo rischi per contenziosi per 336 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2004), il fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita per 321 milioni di euro e la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 82 milioni di euro (utilizzi eccedenti per 13 milioni di euro nel 2004).

Costo lavoro
Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Salari e stipendi	2.402	2.484
Oneri sociali	658	662
Oneri per programmi a benefici definiti	118	126
Altri costi	218	255
	3.396	**3.527**
a dedurre:		
- incrementi di attività non correnti per lavori interni	(151)	(176)
	3.245	**3.351**

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n. 20.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT
Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[14] 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 di Eni, sono in essere piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.
L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno.
Al 31 dicembre 2005 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 3.127.200 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 1.018.400 azioni con un *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 912.400 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 1.196.400 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.
L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2003, nel 2004 e nel 2005 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2003		**2004**		**2005**	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.551.900**	**15,150**	**3.635.050**	**15,101**	**3.112.200**	**18,461**
Nuovi diritti assegnati	1.206.000	13,764	1.035.600	17,035	1.303.400	21,336
Diritti esercitati nel periodo	(1.122.150)	13,751	(1.552.100)	16,766	(1.273.500)	23,097
Diritti decaduti nel periodo	(700)	13,604	(6.350)	16,618	(14.900)	22,390
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.635.050**	**15,101**	**3.112.200**	**18,461**	**3.127.200**	**23,460**
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	-	-	**38.700**	**23,460**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti 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 decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(14) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione a un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[15] che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione (*"strike price"*). Lo *strike price* per le assegnazioni 2005 è stato di 22,512 euro.

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 2005 risultano assegnate n. 13.379.600 opzioni per l'acquisto di n. 13.379.600 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 903.100 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 4.106.500 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.659.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione e all'assegnazione 2005 per n. 4.711.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione.

Al 31 dicembre 2005 la vita media residua delle opzioni è di 4 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2004 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2005.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2003, nel 2004 e nel 2005 è la seguente:

	2003		2004		2005	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.518.500**	**15,216**	**8.162.000**	**14,367**	**11.789.000**	**15,111**
Nuovi diritti assegnati	4.703.000	13,743	3.993.500	16,576	4.818.500	22,512
Diritti esercitati nel periodo			(354.000)	14,511	(3.106.400)	15,364
Diritti decaduti nel periodo	(59.500)	15,216	(12.500)	14,45	(121.500)	16,530
Diritti esistenti al 31 dicembre	**8.162.000**	**14,367**	**11.789.000**	**15,111**	**13.379.600**	**17,705**
di cui esercitabili	**73.000**	**14,802**			**1.540.600**	**16,104**

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004 e nel 2005 era rispettivamente di 5,39, 1,50, 2,01 e 3,33 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,16	3,21	2,51
Durata	(anni)	8	8	8	8
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,35	4,5	3,98

Il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant* e di *stock option* ammonta a 35 milioni di euro (18 milioni di euro nel 2004).

(15) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società, ivi inclusi gli amministratori esecutivi e non (cd. *key management personnel*) ammontano a 14 e a 15 milioni di euro rispettivamente per il 2004 e il 2005 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Salari e stipendi	12	11
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		1
Stock grant/option	1	2
	14	**15**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 4,5 e 19,2 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2004 e 2005. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,688 e 0,785 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2004 e 2005.

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 in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2004	2005
Dirigenti	1.746	1.754
Quadri	10.449	10.747
Impiegati	35.393	34.457
Operai	25.623	24.345
	73.211	**71.303**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Ammortamenti:		
- attività materiali	3.670	4.576
- attività immateriali	931	936
	4.601	**5.512**
Svalutazioni:		
- attività materiali	329	264
- attività immateriali	4	8
	333	**272**
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(3)
	4.931	**5.781**

27 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Differenze attive nette di cambio		169
Oneri finanziari imputi all'attivo patrimoniale	202	159
Proventi da crediti finanziari	95	95
Proventi netti su titoli	31	36
Interessi su crediti di imposta	17	17
Interessi netti verso banche	(110)	(38)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [1]	(109)	(109)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(247)	(265)
Proventi (oneri) netti su contratti derivati	34	(386)
Altri oneri netti	(69)	(44)
	(156)	**(366)**

(1) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Il decremento dei proventi (oneri) su contratti derivati di 420 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dal 1° gennaio 2005 dello *IAS 39* che ha comportato per Eni la valutazione al *fair value* dei contratti derivati con iscrizione degli effetti a conto economico anziché correlarli alle attività, passività e impegni come avveniva nel 2004 perché questi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini *IFRS*. Anche l'aumento delle differenze attive nette di cambio di 169 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dello *IAS 39* perché gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella di conto non vengono compensati dall'adeguamento al cambio di fine periodo degli impegni per contratti derivati.

28 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	401	770
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(69)	(33)
	332	**737**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 10 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi/oneri su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Plusvalenze da cessioni	130	179
Dividendi	72	33
Minusvalenze da cessioni	(1)	(8)
Altri proventi (oneri) netti	287	(27)
	488	**177**

Le plusvalenze da cessioni di 179 milioni di euro riguardano principalmente la cessione del 100% della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro) e del 2,33% del Nuovo Pignone Holding SpA (24 milioni di euro). Gli altri proventi netti relativi all'esercizio 2004 riguardano la plusvalenza da vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (308 milioni di euro).

29 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.098	1.872
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.116	5.116
- imprese estere	278	373
	4.492	**7.361**
a dedurre:		
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(39)	(34)
	4.453	**7.327**
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	843	334
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	215	464
- imprese estere	11	3
	1.069	**801**
	5.522	**8.128**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.872 milioni di euro riguardano l'Ires per 1.489 milioni di euro, l'Irap per 359 milioni di euro e imposte estere per 24 milioni di euro.
L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 46,8% (42,3% nel 2004) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,1% (38,2% nel 2004) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione.
L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i due periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2004	2005
Aliquota teorica	**38,2**	**38,1**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:		
- maggiore incidenza fiscale sulle altre imprese estere	5,2	8,8
- differenze permanenti	(0,7)	0,8
- altre motivazioni	(0,4)	(0,9)
	4,1	**8,7**
	42,3	**46,8**

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2004 riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita dalla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (0,7%). Le differenze permanenti relative all'esercizio 2005 riguardano principalmente l'indeducibilità dal reddito imponibile dell'accantonamento ai fondi per rischi e oneri della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA (0,6%).

Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza di Eni per il numero medio ponderato delle azioni di Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.771.692.584 e di 3.758.519.603 rispettivamente negli esercizi 2004 e 2005.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza di Eni per il numero medio ponderato delle azioni di Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2004 e 2005 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano esclusivamente le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.774.953.710 e di 3.763.375.140 rispettivamente negli esercizi 2004 e 2005.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		31.12.2004	31.12.2005
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.771.692.584**	**3.758.519.603**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		1.953.518	2.268.265
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		1.307.608	2.587.272
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.774.953.710**	**3.763.375.140**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**7.059**	**8.788**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**1,87**	**2,34**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**1,87**	**2,34**

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2004									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	15.346	17.302	26.089	5.331	5.696	1.279	851		
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.216)	(493)	(753)	(499)	(903)	(754)	(731)		
Ricavi da terzi	5.130	16.809	25.336	4.832	4.793	525	120		57.545
Risultato operativo	8.185	3.428	1.080	320	203	(395)	(363)	(59)	12.399
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	2	53	309	3	20	16	150		553
Ammortamenti e svalutazioni	3.335	644	476	116	184	70	106		4.931
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	164	89	(4)	117		(41)		332
Attività direttamente attribuibili [b]	23.866	19.852	9.118	2.821	4.706	708	1.182		62.253
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	273	1.773	745	5	328	30	2		3.156
Passività direttamente attribuibili [c]	4.798	3.394	3.848	621	2.825	1.976	1.589		19.051
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.853	1.451	693	148	186	49	119		7.499
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	22.477	22.969	33.732	6.255	5.733	1.358	977		
a dedurre: ricavi infrasettori	(14.761)	(572)	(1.092)	(683)	(925)	(905)	(835)		
Ricavi da terzi	7.716	22.397	32.640	5.572	4.808	453	142		73.728
Risultato operativo	12.574	3.321	1.857	202	307	(902)	(391)	(141)	16.827
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	50	703	420	47	32	287	104		1.643
Ammortamenti e svalutazioni	4.100	685	467	147	180	106	100	(4)	5.781
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	14	359	221	3	140				737
Attività direttamente attribuibili [b]	28.982	21.928	11.787	2.905	5.248	612	1.377	(534)	72.305
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	292	2.155	936	19	457	31			3.890
Passività direttamente attribuibili [c]	6.762	5.097	4.542	702	3.204	2.249	1.975		24.531
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.964	1.152	656	112	349	69	112		7.414

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2004								
Attività direttamente attribuibili [a]	33.812	9.096	2.598	2.011	4.499	9.942	295	62.253
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.655	337	387	357	1.066	2.622	75	7.499
2005								
Attività direttamente attribuibili [a]	38.229	8.768	3.085	2.670	5.864	13.445	244	72.305
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.442	545	415	507	1.181	2.233	91	7.414

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2004	2005
Italia	27.100	32.846
Resto dell'Unione Europea	13.095	19.601
Resto dell'Europa	3.769	5.123
Americhe	5.790	6.103
Asia	3.088	4.399
Africa	4.148	5.259
Altre aree	555	397
	57.545	**73.728**

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da 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 le altre imprese controllate e collegate direttamente e indirettamente dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese di Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2005".

Di seguito sono indicati 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. Delle operazioni compiute con le imprese controllate e collegate dello Stato sono indicate, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

	31.12.2004				2004			
					Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate								
Albacom SpA	8	14			3	35		8
ASG Scarl	51	88	33			203	1	7
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	18				68		3
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		39			2	791	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	10						108	
Blue Stream Pipeline Co BV	43	10				121		5
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	13						141	
Cam Petroli Srl	1						6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	167	165	4.894					531
Eni Oil Co Ltd	4	163				53		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	30	30		100	1.043	10	412	9
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16						45	
Karachaganak Petroleum Operating BV	21	12				104		42
Modena Scarl	6	37	43			134		1
Petrobel Belayim Petroleum Co		83				240		
Promgas SpA	27	23			230		259	
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245	62	
Rodano Consortile Scarl	3	22	1			79		1
Siciliana Gas Vendite SpA	9						36	
Supermetanol CA		24			79	10		
Super Octanos CA		55			212	11		1
Trans Austria Gasleitung GmbH		15				167		3
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9				51		
Transitgas AG		2				59		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA							7	
Unión Fenosa Gas SA			111					1
Altre (*)	84	74	109		23	108	56	18
	500	**887**	**5.191**	**100**	**1.592**	**2.489**	**1.134**	**630**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	2				1	14		9
Eni BTC Ltd			143					
Eni Gas BV	30	40	17			5		1
Eni Middle East BV			367					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	1	1				90		
Altre (*)	30	4	10		4	8	2	11
	63	**45**	**537**		**5**	**117**	**2**	**21**
	563	**932**	**5.728**	**100**	**1.597**	**2.606**	**1.136**	**651**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	234	3			2	20	1.287	350
	797	**935**	**5.728**	**100**	**1.599**	**2.626**	**2.423**	**1.001**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Gas BV	16	149			47		
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy Srl	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307		355	
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204	94	
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		2
RPCO Enterprise Ltd			55				
Siciliana Gas Vendite SpA	13					48	
Supermetanol CA		8		65			
Super Octanos CA	1	14		265			
Toscana Gas Clienti SpA	46					118	
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		2			44		
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	4			36		37	
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	84	84	112	33	113	62	67
	598	**940**	**5.312**	**838**	**2.456**	**2.032**	**547**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	**200**	**173**	**6**	**50**	**15**	**37**
	646	**1.140**	**5.485**	**844**	**2.506**	**2.047**	**584**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
	833	**1.145**	**5.485**	**856**	**2.516**	**3.227**	**917**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a circa 28 milioni di euro nel 2004 e a circa 18 milioni di euro nel 2005.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Eni Oil Co Ltd, Eni Gas BV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Petrobel Belayim Petroleum Co nonché debiti per attività di investimento; 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 per attività di investimento e alla Karachaganak Petroleum Operating BV e all'Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* di Eni;
- i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA per l'esercizio 2004; nell'esercizio 2005 la società è stata ceduta a terzi;
- il vettoriamento dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Cam Petroli Srl, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Fox Energy Srl, Supermetanol CA e Super Octanos CA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Blue Stream Pipeline Co BV e la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* di Eni;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Erg Raffinerie Mediterranee SpA e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicati ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee SpA e in misura corrispondente ai costi sostenuti per la Raffineria di Milazzo ScpA; nell'esercizio 2005 la Erg Raffinerie Mediterranee SpA è stata ceduta a terzi;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Mangrove Gas Netherlands BV e della RPCO Enterprise Ltd per la partecipazione a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- la vendita di gas naturale con le società Siciliana Gas Vendite SpA e Toscana Gas Clienti SpA;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna con le società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, ASG Scarl, Modena Scarl e Rodano Consortile Scarl, nonché le relative garanzie;
- 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 compravendita di gas naturale all'estero con le società Unión Fenosa Gas SA e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
- la garanzia rilasciata alla società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la garanzia rilasciata alla società Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata inserita nell'area di consolidamento;
- 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

I rapporti finanziari dell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

	31.12.2004			2004	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV		2	768		29
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			250		
Raffineria di Milazzo ScpA			107		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			404		9
Trans Austria Gasleitung GmbH	389				9
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	197				9
Altre (*)	52	91	55	9	11
	660	**93**	**1.672**	**9**	**67**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	71	54	2	4	2
	71	**54**	**2**	**4**	**2**
	731	**147**	**1.674**	**13**	**69**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	**140**	**1.400**	**27**	**70**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	**30**	**34**	**1**	**2**
	729	**170**	**1.434**	**28**	**72**

(*) 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 per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata ceduta a terzi;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE; la garanzia rilasciata nell'interesse della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH si è estinta nel 2005;
- 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.

Adeguamento della situazione contabile consolidata di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*U.S. GAAP*)

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*). Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare la situazione contabile consolidata italiana ai principi contabili americani.

Riepilogo delle differenze significative tra gli *IFRS* e gli *U.S. GAAP*

Il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2005 è stato redatto applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (*IFRS*)[16] 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[17]. Rispetto ai principi contabili italiani applicati fino al 31 dicembre 2004 le differenze di principio sono sensibilmente inferiori perché gli *IFRS* sono maggiormente in linea con gli *U.S. GAAP*.

A) DEFINIZIONE DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" delle note al bilancio. In particolare, secondo gli *IFRS*, 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 metodo 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 da Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43,26%).

B) ATTIVITÀ MINERARIA

Esplorazione

Ai fini *IFRS* sono stati adottati criteri specifici per la rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. In particolare, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Attività 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 "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto.

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 classificati "sospesi" se soddisfano i seguenti requisiti: (i) rinvenimento di quantità sufficienti di riserve da giustificare il completamento come pozzo di produzione; (ii) la società sta facendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve, l'economicità e la realizzazione operativa del progetto. 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 gli *IFRS*, 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*.

(16) Non sussistono significative differenze tra i principi contabili omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo *IASB*.

(17) Eni ha adottato le disposizioni stabilite dalla *SEC* che consentono alle società che applicano gli *IFRS* di presentare un solo esercizio di confronto.

C) SVALUTAZIONI E SUCCESSIVE RIVALUTAZIONI DELLE ATTIVITÀ MATERIALI E IMMATERIALI

La recuperabilità del valore di iscrizione delle attività materiali e immateriali a vita utile definita è verificata sia ai fini *IFRS* sia ai fini *U.S. GAAP* applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo gli *IFRS*, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value* al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso 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 attività, differenti dall'avviamento, sono rivalutate.

Secondo gli *U.S. GAAP*, la recuperabilità 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. Non sono ammesse rivalutazioni di attività in precedenza svalutate.

D) IMPOSTE SUL REDDITO DIFFERITE E ANTICIPATE

Secondo gli *IFRS*, 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.

Gli *U.S. GAAP* prevedono che 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 imprese estere di cui non si prevede l'utilizzo.

Le rettifiche indicate alla nota n. 34 riguardano 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 e le imposte differite o anticipate sulle rettifiche *U.S. GAAP*. La rettifica relativa al risultato del 2005 comprende, inoltre, l'impatto connesso alla circostanza che, a partire dal 1° gennaio 2005, Eni contabilizza ai fini *U.S. GAAP* l'effetto fiscale sulle differenze temporanee relative alle attività realizzate in alcuni *Production Sharing Agreement* (*PSA*) dove le imposte delle società sono assolte con la quota di propria spettanza della produzione di olio e gas. La contabilizzazione degli effetti cumulati al 1° gennaio 2005 non ha avuto effetti significativi ai fini della rappresentazione dei risultati di Eni.

E) ATTIVITÀ IMMATERIALI

Secondo gli *U.S. GAAP*, le attività 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. Sono inoltre oggetto di rilevazione separata rispetto all'avviamento le altre attività immateriali acquisite che sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste attività immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Analoghe disposizioni sono stabilite dai principi contabili *IFRS*. Tuttavia, tenuto conto della circostanza che in sede di prima applicazione degli *IFRS* non è stata riaperta nessuna *business combination*, il valore delle attività immateriali in esame è indicato nella voce "Avviamento".

Secondo gli *IFRS* e gli *U.S. GAAP* l'avviamento non è oggetto di ammortamento ma è valutato annualmente al fine di definirne l'eventuale svalutazione. L'applicazione del principio ha decorrenza temporale dal 1° gennaio 2002 per gli *U.S. GAAP* e dal 1° gennaio 2004 per gli *IFRS*. La rettifica indicata alla nota n. 34 della "Riconciliazione del patrimonio netto" riguarda lo storno dell'ammortamento dell'avviamento stanziato negli esercizi 2002 e 2003.

F) RIMANENZE

Ai fini *U.S. GAAP* le rimanenze di greggio, gas naturale e prodotti petroliferi sono rilevate con il metodo *LIFO*.

Ai fini *IFRS* le rimanenze non possono essere rilevate con il metodo *LIFO*.

G) GARANZIE

Secondo gli *IFRS* le garanzie sono rilevate tra gli "Impegni e rischi"; 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.

24 Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli *IFRS* con quelli determinati secondo gli *U.S. GAAP*

Di seguito sono indicate le rettifiche dell'utile del 2004 e 2005 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli *U.S. GAAP* invece degli *IFRS*.

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo gli *IFRS*	**7.059**	**8.788**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:		
A. effetto delle differenze di principio *IFRS/U.S. GAAP* sulle imprese consolidate secondo gli *IFRS* e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP*	(1)	
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(82)	47
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	5	
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(21)	(279)
E. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(5)	(5)
F. rimanenze	(316)	(956)
Effetto delle differenze di principio *IFRS/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	34	12
Altre rettifiche	(280)	(3)
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sull'utile di terzi azionisti [a]	8	(21)
Rettifiche nette	**(658)**	**(1.205)**
Utile netto del periodo secondo gli *U.S. GAAP*	**6.401**	**7.583**
Utile semplice per azione [b]	1,70	2,02
Utile diluito per azione [b]	1,70	2,01
Utile semplice per *ADS* (calcolato su 2 azioni per *ADS*) [b]	3,39	4,03
Utile diluito per *ADS* (calcolato su 2 azioni per *ADS*) [b]	3,39	4,03

(a) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a F che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.
(b) Unità di euro.

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo gli *IFRS*	**32.374**	**36.868**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto [a]:		
A. effetto delle differenze di principio *IFRS/U.S. GAAP* sulle imprese consolidate secondo gli *IFRS* e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP*	61	37
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.072	2.504
C. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	231	230
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(2.982)	(3.415)
E. avviamento	846	811
F. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(11)	(16)
G. rimanenze	(1.080)	(2.036)
Effetto delle differenze di principio *IFRS/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	269	173
Altre rettifiche	(137)	
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sul capitale e sulle riserve di terzi [b]	6	(31)
Rettifiche nette	**(725)**	**(1.743)**
Patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP*	**31.649**	**35.125**

(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 la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a G che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

Il patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP* comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, per 3.531 e 1.683 milioni di euro al 31 dicembre 2004 e 2005. Queste componenti riguardano principalmente le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli *U.S. GAAP* sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	988	1.121
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.475	1.484
Crediti commerciali e altri crediti	13.268	17.971
Rimanenze	2.273	1.929
Attività per imposte correnti	636	575
Altre attività	494	387
	19.134	**23.467**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	39.652	43.868
Rimanenze immobilizzate scorte d'obbligo	662	1.462
Attività immateriali	5.125	5.244
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.892	4.589
Altre partecipazioni	439	416
Altre attività finanziarie	2.015	1.105
Attività per imposte anticipate	1.159	1.847
Altre attività	276	979
	53.220	**59.510**
TOTALE ATTIVITÀ	**72.354**	**82.977**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.474	4.916
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	935	809
Debiti commerciali e altri debiti	9.392	11.552
Passività per imposte correnti	2.423	3.296
Altre passività	594	648
	17.818	**21.221**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.288	7.229
Fondi per rischi e oneri	5.720	7.615
Fondi per benefici ai dipendenti	746	939
Passività per imposte differite	6.367	8.370
Altre passività	461	1.015
	20.582	**25.168**
TOTALE PASSIVITÀ	**38.400**	**46.389**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	**2.305**	**1.463**
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)	4.004	4.005
Altre riserve	24.473	27.753
Utile dell'esercizio	6.401	7.583
Azioni proprie	(3.229)	(4.216)
Totale patrimonio netto di Eni	**31.649**	**35.125**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**33.954**	**36.588**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**72.354**	**82.977**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli *U.S. GAAP* sono:

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	39.584	47.882
- Gas & Power	20.106	21.514
- Refining & Marketing	8.568	9.059
- Petrolchimica	3.793	3.923
- Ingegneria e Costruzioni	110	72
- Altre attività	1.511	1.413
- Corporate e società finanziarie	191	212
- Elisione utili interni		(88)
	73.863	**83.987**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	18.155	22.786
- Gas & Power	6.896	7.754
- Refining & Marketing	5.214	5.503
- Petrolchimica	2.564	2.715
- Ingegneria e Costruzioni	69	56
- Altre attività	1.229	1.221
- Corporate e società finanziarie	84	88
- Elisione utili interni		(4)
	34.211	**40.119**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.429	25.096
- Gas & Power	13.210	13.760
- Refining & Marketing	3.354	3.556
- Petrolchimica	1.229	1.208
- Ingegneria e Costruzioni	41	16
- Altre attività	282	192
- Corporate e società finanziarie	107	124
- Elisione utili interni		(84)
	39.652	**43.868**

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli *U.S. GAAP*:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Utile (perdita) operativo per settore		
Exploration & Production	7.946	12.672
Gas & Power	3.371	3.237
Refining & Marketing	811	881
Petrolchimica	281	202
Ingegneria e Costruzioni	(52)	1
Altre attività	(364)	(935)
Corporate e società finanziarie	(254)	(389)
Elisione utili interni		(141)
	11.739	**15.528**
Utile prima delle imposte	**12.324**	**16.281**

35 Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli *U.S. GAAP* e dalla *SEC*

Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (*SFAS 143*)

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	**1.950**	**1.959**
Incremento per nuove obbligazioni	193	311
Oneri operativi	80	106
Revisione delle stime precedenti	40	277
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(234)	
Differenze di cambio da conversione	(36)	110
Altre variazioni	(2)	(10)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	**1.959**	**2.646**

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 No. 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".

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**6.401**	**7.583**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte		
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	5	22
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(846)	1.711
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	13	217
	(828)	1.950
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**5.573**	**9.533**

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello *Statement of Financial Accounting Standards No. 109 "Accounting for Income Taxes"*.

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Italia	5.468	4.727
Estero	6.856	11.554
	12.324	**16.281**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005
Correnti	4.470	7.217
Differite	1.112	1.116
	5.582	**8.333**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33% (Ires) 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 euro)	**2004**	**2005**
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli *U.S. GAAP*	**12.324**	**16.281**
Aliquota fiscale teorica	38,3	37,9
Imposte sul reddito secondo gli *U.S. GAAP* calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	**4.714**	**6.176**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:		
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252
- differenze permanenti	(143)	131
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	(218)	(52)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(8)	(11)
- altre motivazioni	(44)	(109)
	5.582	**8.333**

Imposte sul reddito secondo gli *U.S. GAAP*

PASSIVITÀ NETTE PER IMPOSTE DIFFERITE

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	4.672	6.006
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.970	3.212
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	1.033	485
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	467	690
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	246	245
- svalutazioni eccedenti di crediti	137	84
- fondo per rischi e oneri eccedenti	83	50
- plusvalenze a tassazione differita	46	34
- altre	378	1.151
	10.032	**11.957**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(2.045)	(1.949)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(2.000)	(1.186)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.072)	(510)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(472)	(237)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(225)	(135)
- ammortamenti non deducibili	(432)	(904)
- altre	(599)	(1.062)
	(6.845)	**(5.983)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.021	549
	(4.824)	**(5.434)**
Passività nette per imposte differite	**5.208**	**6.523**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 549 milioni di euro (2.021 milioni di euro al 31 dicembre 2004) 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 *IFRS* (v. nota n. 21) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini *U.S. GAAP*.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2004 e 2005, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 3.892 e di 4.589 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata 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 2004				
Saipem SpA	189.423.307	43,29	8,864	1.679
31 dicembre 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,793	2.613

Nel 2004 e nel 2005 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *IFRS* ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini *U.S. GAAP*. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Totale attivo	5.137	5.952
Totale passivo	3.592	4.309

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi	4.306	4.528
Risultato operativo	328	365
Utile netto	235	255

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

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, 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), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (nel Golfo del Messico e in Alaska) e in Asia (principalmente in Arabia Saudita, Cina, India, Iran, Indonesia e Pakistan). Il 68% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing di Eni e il 29% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power di Eni.
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: 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 in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'87% del fabbisogno totale di gas naturale 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 4.300 chilometri nella quale 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 di Eni. Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30.700 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 da Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 50,05%), 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. A seguito dell'incorporazione di Italgas Più, Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia. Attraverso Italgas (Eni 100%), Eni è attiva nella distribuzione del gas naturale in Italia mediante una rete dello sviluppo di circa 48 mila chilometri.
Eni opera nella distribuzione e vendita al dettaglio di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigáz 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 di 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. Nel 2005 la presenza Eni in Italia è risultata entro i detti limiti;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto, lo stoccaggio, l'utilizzo dei terminali di GNL e la distribuzione;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata a fine esercizio di 4,5 gigawatt e una produzione venduta di 22,77 terawattora nel 2005. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e in Europa attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 56% dal settore Exploration & Production di Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (22%) e sul mercato spot (22%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Il 32% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), 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. Il 23% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing di Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le sue controllate, 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, Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 7% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2005 riguarda lavori commissionati da Eni.

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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	**9.970**	**8.988**	**7.605**	**8.189**	**9.758**	**44.510**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	**3.554**	**5.101**	**3.698**	**4.456**	**6.506**	**23.315**
31.12.2005						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	253	1.385	272	33	93	2.036
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139
Costi capitalizzati lordi	**10.699**	**11.541**	**9.867**	**9.017**	**12.716**	**53.840**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.619)	(4.697)	(26.510)
Totale costi capitalizzati netti consolidate	**3.811**	**6.428**	**4.674**	**4.398**	**8.019**	**27.330**
Totale costi capitalizzati netti, affiliate e *joint venture* [b]		13	66		157	236
Totale costi capitalizzati netti	**3.811**	**6.441**	**4.740**	**4.398**	**8.176**	**27.566**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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 [a]	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti [b]	**516**	**1.186**	**1.406**	**844**	**1.711**	**5.663**
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo [a]	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	**495**	**1.069**	**952**	**457**	**1.601**	**4.574**
2005						
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664
Costi di sviluppo [a]	644	960	909	528	1.396	4.437
Totale costi sostenuti consolidate	**721**	**1.113**	**1.044**	**655**	**1.858**	**5.391**
Totale costi sostenuti, affiliate e joint venture [c]		2	22		25	49
Totale costi sostenuti	**721**	**1.115**	**1.066**	**655**	**1.883**	**5.440**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo *SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations"* per 84 milioni di euro nel 2003, 233 milioni di euro nel 2004 e 588 milioni di euro nel 2005.
(b) 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 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.
(c) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di 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. 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 di Eni a valere sulle quota di *Profit oil*.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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*)	(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**
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	**2.781**	**3.232**	**3.068**	**2.792**	**2.594**	**14.467**
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (*SFAS 143*)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.759**	**1.992**	**1.581**	**1.676**	**924**	**7.932**
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.127**	**998**	**636**	**728**	**619**	**4.108**
2005						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	828	13.733
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	2.883	6.906
Totale ricavi	**3.294**	**5.392**	**4.646**	**3.596**	**3.711**	**20.639**
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(338)	(1.769)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)	(207)	(990)
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)	(181)	(435)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(512)	(711)	(632)	(710)	(1.007)	(3.572)
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55	(251)	(977)
Effetto dell'attualizzazione (*SFAS 143*)	(45)	(9)	(15)	(31)	(6)	(106)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.082**	**3.725**	**2.909**	**2.353**	**1.721**	**12.790**
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)	(580)	(6.743)
Risultato delle attività di esplorazione e produzioni di idrocarburi consolidate	**1.320**	**1.528**	**1.091**	**967**	**1.141**	**6.047**
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, affiliate e *joint venture* [b]			6		(19)	(13)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.320**	**1.528**	**1.097**	**967**	**1.122**	**6.034**

(a) Include svalutazioni di *asset* per 210 milioni di euro nel 2003, 300 milioni di euro nel 2004 e 147 milioni di euro nel 2005.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di 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 dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission* nella *Rule 4-10 of Regulation S-X*; le riserve certe sono rappresentate in base allo *Statement of Financial Accounting Standard No. 69*. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2002, 2003, 2004 e 2005 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[18] delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2005 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,64 miliardi di boe, pari a circa il 24% delle riserve al 31 dicembre 2005. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2003-2005 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'84% del totale delle riserve certe.

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 e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di 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 relative ai *PSA* rappresentano il 46%, il 51% e il 48% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005. Effetti analoghi a quelli dei *PSA* si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*Excess Cost Oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di *PSA*. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,6%, l'1,4% e l'1,7% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di 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 di 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.

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 sui volumi 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 dai volumi di petrolio e di gas naturale che alla fine saranno effettivamente prodotti.

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 di Eni per gli anni 2003, 2004 e 2005.

(18) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

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 31.12.2002	**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**
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)
Riserve al 31.12.2004	**225**	**993**	**1.056**	**450**	**1.284**	**4.008**
Acquisizioni	2		6		47	55
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(88)	(39)
Miglioramenti di recupero		43	29		15	87
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	16	77
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(83)	(404)
Riclassifica dati 2004 affiliate e *joint venture*		(26)	(9)		(1)	(36)
Riserve al 31.12.2005 consolidate	**228**	**961**	**936**	**433**	**1.190**	**3.748**
Riserve al 31.12.2005 affiliate e *joint venture* [a]		18	6		1	25
Riserve al 31.12.2005	**228**	**979**	**942**	**433**	**1.191**	**3.773**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471
Riserve al 31.12.2005 consolidate	149	697	568	353	564	2.331
Riserve al 31.12.2005 affiliate e *joint venture* [a]		15	3		1	19
Riserve al 31.12.2005	149	712	571	353	565	2.350

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 31.12.2002	**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**
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200
Miglioramenti di recupero			289			289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)
Riserve al 31.12.2004	**108.124**	**182.715**	**48.965**	**58.089**	**124.127**	**522.020**
Acquisizioni	1.797		226		6.266	8.289
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(10.377)	(6.824)
Miglioramenti di recupero		324				324
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407	1.589	12.818
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(7.968)	(36.594)
Riclassifica dati 2004 affiliate e *joint venture*		(601)	(43)		(3.798)	(4.442)
Riserve al 31.12.2005 consolidate	**104.102**	**173.208**	**55.670**	**52.772**	**109.839**	**495.591**
Riserve al 31.12.2005 affiliate e *joint venture* [b]		424	33		2.075	2.532
Riserve al 31.12.2005	**104.102**	**173.632**	**55.703**	**52.772**	**111.914**	**498.123**

(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 31.12.2002	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
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364
Riserve al 31.12.2005 consolidate	76.549	86.652	36.533	42.026	74.231	315.991
Riserve al 31.12.2005 affiliate e *joint venture* [b]		350	33		1.588	1.971
Riserve al 31.12.2005	76.549	87.002	36.566	42.026	75.819	317.962

(a) I dati al 31 dicembre 2002, 2003, 2004 e 2005 comprendono rispettivamente, 22.065, 21.144, 20.875 e 21.521 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 2003, 2004 e 2005 includono i pagamenti annuali che la Divisione Gas & Power di 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 Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopra citate 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 di 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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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 su 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**
31.12.2004						
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**22.737**	**29.063**	**19.858**	**13.934**	**24.888**	**110.480**
Imposte su reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.138**	**17.576**	**8.909**	**5.110**	**18.152**	**64.885**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.132**	**9.984**	**5.642**	**3.760**	**8.740**	**37.258**
31.12.2005						
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	50.590	229.680
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(6.399)	(36.274)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(4.059)	(15.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**28.658**	**52.110**	**33.754**	**23.429**	**40.132**	**178.083**
Imposte su reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(81.012)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**18.768**	**29.366**	**12.698**	**8.204**	**28.035**	**97.071**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(15.705)	(41.720)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri consolidate	**11.125**	**17.271**	**8.576**	**6.049**	**12.330**	**55.351**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri affiliate and *joint venture* [a]		130	127		114	371
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**11.125**	**17.401**	**8.703**	**6.049**	**12.444**	**55.722**

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 2003, 2004 e 2005.

(milioni di euro)	**2003**	**2004**	**2005**
Valore all'inizio dell'esercizio	**34.480**	**31.264**	**37.258**
Riclassifica dati 2004 affiliate e *joint venture*			(357)
Valore all'inizio dell'esercizio consolidate	**34.480**	**31.264**	**36.901**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.144)	(12.172)	(17.880)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(1.050)	13.031	33.372
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.855	2.806	3.527
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.576)	(3.437)	(3.654)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.864	4.229	3.865
- revisioni delle quantità stimate	2.348	1.658	47
- effetto dell'attualizzazione	5.585	5.328	6.573
- variazione netta delle imposte sul reddito	105	(4.805)	(17.327)
- acquisizioni di riserve	1.488		977
- cessioni di riserve	(222)	(727)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(4.469)	83	8.950
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(3.216)**	**5.994**	**18.450**
Valore alla fine dell'esercizio consolidate	**31.264**	**37.258**	**55.351**
Valore alla fine dell'esercizio affiliate e *joint venture* [a]			371
Valore alla fine dell'esercizio	**31.264**	**37.258**	**55.722**

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

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, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti nelle voci del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note al bilancio, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") - chiuso al 31 dicembre 2005. 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. Il suddetto bilancio consolidato è stato preparato per la prima volta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

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, nonché 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.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili ad eccezione degli effetti dell'applicazione dei principi contabili internazionali IAS 32 e IAS 39 che, in accordo con la scelta consentita dal principio contabile IFRS 1, sono applicati a partire dal 1 gennaio 2005. Inoltre, la nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS" illustra gli effetti della transizione agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea. Come illustrato in tale nota, gli amministratori hanno modificato l'informativa sugli effetti della transizione agli IFRS, precedentemente approvata dal Consiglio di Amministrazione e pubblicata nella sezione denominata "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS" della relazione trimestrale al 31 marzo 2005, nei prospetti di riconciliazione IFRS 1 da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali abbiano emesso la relazione di revisione in data 26 maggio 2005. L'informativa presentata nella nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS", è stata da noi esaminata ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2005.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2005 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Roma, 28 aprile 2006

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Giussani

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2005 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 660 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2004 di 101 milioni di boe, di cui 76 milioni di boe connessi al conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (EniMed).

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2004	2005	assoluta	%
Gas naturale [1]	(milioni di boe)	536	475	(61)	(11,4)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	225	185	(40)	(17,8)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**761**	**660**	**(101)**	**(13,3)**

(1) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 61 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (61 milioni di boe) e al conferimento a EniMed (33 milioni di boe), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime (principalmente giacimenti Annamaria e Barbara nel Mare Adriatico).
La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 40 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (26 milioni di barili) e al conferimento a EniMed (43 milioni di boe), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime (principalmente giacimenti della Val d'Agri).

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2005 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 47 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.353 chilometri quadrati (20.451 al 31 dicembre 2004) e 133 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.700 chilometri quadrati (13.183 al 31 dicembre 2004). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni, nonché al conferimento a EniMed.

■ Produzioni

Nel 2005 la produzione di idrocarburi è stata di 87,7 milioni di boe (98,4 nel 2004, di cui 8,2 riferiti al ramo d'azienda conferito a EniMed) corrispondenti alla produzione giornaliera di 240.251 boe (268.908 nel 2004, di cui 22.391 riferita al ramo d'azienda conferito a EniMed).

La produzione di gas naturale (10 miliardi di metri cubi) è diminuita, al netto dell'effetto del conferimento a EniMed (0,3 miliardi di metri cubi), di 0,9 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico e ionico, solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.
La produzione di petrolio e condensati (26,3 milioni di barili) è aumentata, al netto dell'effetto del conferimento a EniMed (6,1 milioni di barili), di 3 milioni di barili, pari al 12,8%, a seguito della crescita produttiva in Val d'Agri solo parzialmente compensata dal declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate) e dalla temporanea fermata del giacimento Aquila per interventi straordinari su impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

			Variazione	
(miliardi di metri cubi)	2004	2005	assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	10,81	9,64	(1,17)	(10,8)
Acquisti Italia	0,49	1,09	0,60	n.s.
Italia	**11,30**	**10,73**	**(0,57)**	**(5,0)**
Russia	20,62	21,03	0,41	2,0
Algeria	18,86	19,58	0,72	3,8
Paesi Bassi	8,45	8,29	(0,16)	(1,9)
Norvegia	5,74	5,78	0,04	0,7
Croazia	0,35	0,43	0,08	22,9
Libia	0,00	0,77	0,77	n.s.
Altri	0,08	0,36	0,28	n.s.
Algeria GNL	1,27	1,45	0,18	14,2
Altri GNL	0,69	0,69	-	-
Estero	**56,06**	**58,37**	**2,31**	**4,1**
Totale approvvigionamenti	**67,36**	**69,10**	**1,74**	**2,6**
Prelievi da stoccaggio	0,93	0,84	(0,09)	
Perdite di rete e differenze di misura	(0,21)	(0,44)	(0,23)	
Disponibilità per le vendite	**68,08**	**69,50**	**1,42**	**2,1**

I dati relativi al 2005 non includono i volumi acquistati e destinati a essere rivenduti nell'ambito di accordi di *swap*. Per rendere omogeneo il confronto, i dati del 2004 sono stati oggetto di riclassifica. I volumi acquistati nel 2005 nell'ambito di accordi di *swap* sono di 1,22 miliardi di metri cubi (0,64 miliardi di metri cubi nel 2004).

Nel 2005 sono stati approvvigionati 69,10 miliardi di metri cubi di gas naturale con un aumento di 1,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 2,6%, sostanzialmente in linea con la crescita delle vendite. I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,37 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'84,5% del totale (83,2% nel 2004).
Gli approvvigionamenti dall'estero (58,37 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,31 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,1%, a seguito di acquisti di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (0,77 miliardi di metri cubi), sulla base di accordi a breve termine che saranno estesi fino al 2009, e dei maggiori acquisti dall'Algeria (0,72 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%). In aumento le importazioni di GNL (0,18 miliardi di metri cubi) a seguito del ripristino parziale delle forniture provenienti dall'impianto di liquefazione Sonatrach di Skikda, dopo il grave incidente verificatosi all'inizio del 2004. Anche gli acquisti dalla Croazia registrano un aumento di 0,08 miliardi di metri cubi in relazione dell'avvio dal novembre 2004 delle forniture dal giacimento Marica nell'*offshore* croato. In flessione le forniture dai Paesi Bassi (-0,16 miliardi di metri cubi).
Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,73 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,57 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.
Nel 2005 i prelievi, al netto delle immissioni presso il sistema di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia SpA e in territorio francese presso Gaz de France, sono stati di 0,84 miliardi di metri cubi (contro 0,93 miliardi di metri cubi nel 2004) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,44 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 69,50 miliardi di metri cubi, con un incremento di 1,42 miliardi di metri cubi, pari al 2,1%, rispetto al 2004.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 15 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 - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2005 i ritiri di gas di Eni in esecuzione dei contratti *take-or-pay* sono stati di circa 3,8 miliardi di metri cubi superiori agli obblighi minimi di prelievo.

Vendite di gas naturale

			Variazione	
(miliardi di metri cubi)	2004	2005	assoluta	%
Grossisti	14,95	13,26	(1,69)	(11,3)
Gas Release	0,54	1,95	1,41	n.s.
Clienti finali:	34,62	37,30	2,68	7,7
- industriali	12,30	12,95	0,65	5,3
- termoelettrici	15,92	17,60	1,68	10,6
- residenziali	6,40	6,75	0,35	5,5
Italia	**50,11**	**52,51**	**2,40**	**4,8**
Resto d'Europa	**14,27**	**11,45**	**(2,82)**	**(19,8)**
Totale vendite a terzi	**64,38**	**63,96**	**(0,42)**	**(0,7)**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	3,70	**5,54**	**1,84**	**49,7**
	68,08	**69,50**	**1,42**	**2,1**

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.
I dati relativi al 2005 non includono i volumi venduti nell'ambito di accordi di *swap*. Per rendere omogeneo il confronto, i dati del 2004 sono stati oggetto di riclassifica. I volumi venduti nel 2005 nell'ambito di accordi di *swap* sono di 1,20 miliardi di metri cubi (0,64 miliardi di metri cubi nel 2004).

Nel 2005 le vendite di gas naturale a terzi (63,96 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari allo 0,7% a seguito della flessione delle vendite nel resto d'Europa, parzialmente assorbita dall'incremento delle vendite in Italia.

Le vendite di gas naturale in Italia (52,51 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,40 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,8%, per effetto degli incrementi, anche a seguito dell'effetto climatico, registrati nelle vendite ai clienti finali che hanno riguardato i settori termoelettrico (1,68 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%), industriale (0,65 miliardi di metri cubi, pari al 5,3%) e residenziale (0,35 miliardi di metri cubi, pari a 5,5%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite ai grossisti (-1,69 miliardi di metri cubi, pari all'11,3%) connessa essenzialmente all'effetto del provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (la cosiddetta *gas release*[1]).

Le vendite nel resto d'Europa (11,45 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,82 miliardi di metri cubi, pari al 19,8%, principalmente a seguito della riduzione delle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori italiani del settore (-1,6 miliardi di metri cubi) connessa alla progressiva entrata a regime delle vendite di gas libico da parte della controllata Eni North Africa BV. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dagli incrementi registrati: (i) in Francia (0,50 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali e grossisti; (ii) in Germania e in Austria (0,34 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture alla GVS (Eni 50%) e ad altri operatori di mercato.

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

Gli autoconsumi[2] (5,54 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,84 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 49,7%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi forniti a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

■ Divisione Refining & Marketing

■ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2005 sono state acquistate 63,01 milioni di tonnellate di petrolio (63,72 milioni nel 2004), di cui 37,30 milioni dal settore Exploration & Production, 13,93 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 11,78 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 20% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Mare del Nord, 12% dai paesi dell'ex CSI, 17% dal Medio Oriente, 8% dall'Italia e 3% da altre aree. Sono state commercializzate 32,11 milioni di tonnellate di petrolio[3] con una diminuzione di 1,30 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 4%, a seguito essenzialmente della minore attività di *trading*. Sono state acquistate inoltre: (i) 8,84 milioni di tonnellate di prodotti (9,35 milioni nel 2004) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,95 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (3,89 milioni di tonnellate); (ii) 3,58 milioni di tonnellate di semilavorati (3,10 milioni nel 2004) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGIO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2004	2005	assoluta	%
Produzione Eni estero	31,70	32,86	1,16	3,66
Produzione Eni nazionale	4,03	4,44	0,41	10,17
Totale produzione Eni	**35,73**	**37,30**	**1,57**	**4,39**
Acquisti *spot*	8,79	11,78	2,99	34,0
Contratti a termine	19,20	13,93	(5,27)	(27,45)
	63,72	**63,01**	**(0,71)**	**(1,12)**

■ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 413 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 27,4 milioni di tonnellate di petrolio (24 milioni di tonnellate nel 2004), di cui 5,5 milioni per conto terzi e circa 15,4 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 1,2 milioni per conto terzi. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 14,7 milioni di tonnellate di petrolio e 11 milioni di tonnellate di prodotti.

È stata intensificata l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di migliorare ulteriormente lo standard qualitativo e di ridurre l'età media. I contratti *time charter* stipulati nell'esercizio hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 3,5 anni l'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali (4,2 anni nel 2004).

In un contesto di mercato dei noli caratterizzato da una forte volatilità e da tariffe elevate, il ricorso ai *time charter* con termini temporali più estesi ha consentito di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

■ Raffinazione

Nel 2005 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (34,22 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,86 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,6%, a seguito delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Taranto, Sannazzaro e Livorno, anche in relazione a minori fermate per manutenzione. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione della raffineria di Porto Marghera. In aumento le lavorazioni sulle raffinerie di terzi, in particola-

(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 i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

re sulla raffineria di Milazzo (Eni 50%). Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,34 milioni di tonnellate (26,76 milioni nel 2004) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata, analogamente al 2004. Il 33,9% del petrolio lavorato (10,38 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (35,8% nel 2004).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2004	2005	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	26,76	27,34	0,58	2,2
Lavorazioni in conto terzi	(1,50)	(1,70)	(0,20)	13,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,10	8,58	0,48	5,9
Lavorazioni in conto proprio	**33,36**	**34,22**	**0,86**	**2,6**
Consumi e perdite	(1,38)	(1,65)	(0,27)	19,6
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**31,98**	**32,57**	**0,59**	**1,8**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	9,47	8,68	(0,79)	(8,3)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,23)	(0,25)	(0,02)	8,7
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**41,22**	**41,00**	**(0,22)**	**(0,5)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2004	2005	assoluta	%
Gasolio	12,29	12,72	0,43	3,5
Benzine	8,23	8,19	(0,04)	(0,5)
Olio combustibile	4,45	4,78	0,33	7,4
Cherosene	1,20	1,25	0,05	4,2
Virgin nafta	1,04	1,29	0,25	24,0
Basi lubrificanti	0,53	0,65	0,12	22,6
GPL	0,67	0,50	(0,17)	(25,4)
Altri	3,57	3,19	(0,38)	(10,6)
Totale	**31,98**	**32,57**	**0,59**	**1,8**

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI [1]

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	8,89	8,76	(0,13)	(1,5)
Extrarete	4,50	4,43	(0,07)	(1,6)
	13,39	**13,19**	**(0,20)**	**(1,5)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	9,61	8,79	(0,82)	(8,5)
Altre vendite [2]	5,43	5,89	0,46	8,5
Petrolchimica	3,02	3,05	0,03	1,0
Vendite in Italia	**31,45**	**30,92**	**(0,53)**	**(1,7)**
Vendite a terzi estero	6,81	7,48	0,67	9,8
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,96	2,60	(0,36)	(12,2)
Vendite in Italia e all'estero	**41,22**	**41,00**	**(0,22)**	**(0,5)**

(1) Il 6 settembre 2005 Eni ha venduto il 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della IP all'api - anonima petroli italiana SpA. V. il capitolo della "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato". Fino al 1° settembre 2005 i volumi venduti alla IP sono classificati tra le "Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni"; successivamente sono inclusi nelle "Altre vendite". Complessivamente le vendite alla IP diminuiscono di circa 90 mila tonnellate rispetto al 2004 (da 2,03 a 1,94 milioni di tonnellate).
(2) Comprende i carburanti per bunkeraggio e le vendite a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petroliferi (41 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,22 milioni di tonnellate, pari allo 0,5%, a seguito essenzialmente delle minori vendite rete ed extrarete (complessivamente 0,20 milioni di tonnellate), alle minori vendite all'AgipFuel (0,17 milioni di tonnellate) e alla IP (0,09 milioni di tonnellate), per i minori consumi nazionali, nonché alle minori vendite di combustibili *bunker* (0,06 milioni di tonnellate). Queste riduzioni sono state in parte assorbite dalle maggiori vendite all'estero (0,32 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e a *trader*.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,76 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,13 milioni di tonnellate, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei consumi nazionali dell'1,9%. Questo fattore negativo è stato parzialmente compensato dal miglioramento di efficienza della rete e dal risultato positivo delle campagne promozionali.
La quota di mercato è aumentata di 0,2 punti percentuali, passando dal 29,5% al 29,7%; l'erogato medio è in lieve flessione (-0,7%) rispetto al 2004 (da 2.528 a 2.509 mila litri).
Al 31 dicembre 2005 la rete di distribuzione è costituita da 4.349 stazioni di servizio, di cui circa il 77% di proprietà, con un aumento di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2004 derivante dal saldo positivo delle stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (27 unità), dall'apertura di nuove stazioni di servizio (12 unità) e dall'aumento delle stazioni di servizio autostradali (2 unità); questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (21 unità).

Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e a contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 1,0 miliardi di litri con una diminuzione di circa il 13% rispetto al 2004 per effetto essenzialmente della crescente attenzione da parte dei clienti al prezzo del carburante in un contesto generale di prezzi ai massimi storici. Nel 2005 le vendite di BluDiesel hanno rappresentato il 17,3% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete (20,6% nel 2004) e il 5,6% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (6,7% nel 2004). A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono oltre 4.000 (circa 3.900 a fine 2004), pari a circa il 92% del totale.
Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e a contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state di 150 milioni di litri. A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 1.719 (circa 1.000 a fine 2004), pari a circa il 39% del totale.

È proseguita con successo l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te" l'accredito di punti-premio su di una *fidelity card*. Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carburanti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori bonus per i clienti più fedeli. A fine 2005 le *card* attive sono circa 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 9% rispetto al 2004. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 37% dell'erogato nelle stazioni aderenti all'iniziativa (circa il 30% dell'erogato complessivo).

VENDITE SUL MERCATO RETE

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2004	2005	assoluta	%
Gasolio	4,75	4,92	0,17	3,6
Benzina	3,93	3,64	(0,29)	7,4
GPL	0,20	0,19	(0,01)	0,3
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	**8,89**	**8,76**	**(0,13)**	**1,5**
Numero stazioni di servizio	4.329	4.349	20	0,5

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al 2004, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile al settore termoelettrico per effetto della progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 8,79 milioni di tonnellate (9,61 milioni nel 2004) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,89 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla IP SpA fino alla cessione avvenuta il 6 settembre 2005 (con effetto dal 1° settembre 2005) (1,30 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela SpA (1,20 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (233 mila tonnellate).

Le altre vendite (5,89 milioni di tonnellate) sono aumentate di 460 mila tonnellate, pari all'8,5%, a seguito delle maggiori vendite alla IP a partire dal 1° settembre 2005 (635 mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite ad altre società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 21 mila tonnellate, pari a circa l'1%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	431	395	(36)	(8,4)
Divisione Gas & Power	48	9	(39)	(81,3)
Divisione Refining & Marketing	506	411	(95)	(18,8)
Corporate	61	49	(12)	(19,7)
Investimenti tecnici	**1.046**	**864**	**(182)**	**(17,4)**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (395 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (341 milioni di euro; 353 nel 2004) e l'attività esplorativa (43 milioni di euro; 67 nel 2004).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di sviluppo dei giacimenti *onshore* Candela e Miglianico e il completamento dello sviluppo *offshore* di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di allacciamento dei pozzi di sviluppo in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Annabella, Armida, Barbara, Garibaldi per il gas; Rospo per il petrolio), (iv) l'avvio della realizzazione di un *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano; (v) l'avvio della fase progettuale dello sviluppo del campo di Annamaria nel Mare Adriatico.
Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'Italia settentrionale. È iniziata la perforazione di 3 pozzi di cui 2 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Mezzocolle 1 (Eni 100%) mineralizzato a gas nel permesso Imola sull'Appennino emiliano.
Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente la fase progettuale per la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine.
Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (411 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (214 milioni di euro), in particolare interventi per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui il completamento dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (53 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (151 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (110 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (30 milioni di euro); (iii) il GPL (19 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 96 milioni di euro (23% del totale).
Gli investimenti tecnici della Corporate (49 milioni di euro) hanno riguardato il progetto EST (33 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (16 milioni di euro).

Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 177 milioni di euro (181 milioni di euro nel 2004), di cui 43 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 27 alla Divisione Refining & Marketing e 107 alla 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). Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Fondo speciale rotativo per l'Innovazione Tecnologica - FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, artt. 14-18)
Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2005 per i quali si è ottenuto, oppure si è chiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolabilità a fronte di ciascun programma di ricerca:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	3.004
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.937
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per *Advanced Wells*	368 del 16/5/2003	1.134
Geosteering	611 del 20/11/2003	10.214

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2005 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.288 milioni di euro con un incremento di 604 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 12,9%, dovuto essenzialmente ai maggiori proventi netti su partecipazioni (2.068 milioni di euro) – connessi in particolare ai maggiori dividendi distribuiti dall'Eni International BV (1.237 milioni di euro), da Snam Rete Gas SpA (526 milioni di euro) e da Italgas SpA (203 milioni di euro), nonché alle riprese di valore di partecipazioni in precedenza svalutate effettuate per tener conto del positivo andamento economico delle società (Eni Investment Plc 358 milioni di euro, Polimeri Europa SpA 305 milioni di euro) – solo in parte assorbiti dalla maggiore svalutazione della partecipazione nella Syndial SpA (508 milioni di euro). Questo aumento è stato in parte assorbito: (i) dalla circostanza che nell'esercizio 2004 vennero rilevati gli effetti (1.076 milioni di euro) dell'eliminazione delle rettifiche di valore operate in precedenti esercizi in applicazione di norme tributarie, ai sensi del D.Lgs. 27 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti); (ii) 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 (290 milioni di euro) e a maggiori accantonamenti a fondi rischi, in particolare di natura ambientale.

Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	Pro-forma 2003 (1)	2004	2005	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	29.982	34.017	44.812	10.795
Altri ricavi e proventi	304	376	285	(91)
Costi operativi	(26.214)	(30.262)	(41.033)	(10.771)
Ammortamenti e svalutazioni	(914)	(907)	(809)	98
Utile operativo	**3.158**	**3.224**	**3.255**	**31**
Oneri finanziari netti	(3)	(56)	(24)	32
Proventi netti su partecipazioni	1.375	1.394	3.462	2.068
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**4.530**	**4.562**	**6.693**	**2.131**
Proventi (oneri) straordinari netti	96	(55)	(467)	(412)
Eliminazione interferenze fiscali		1.076		(1.076)
Utile prima delle imposte	**4.626**	**5.583**	**6.226**	**643**
Imposte sul reddito	(626)	(899)	(938)	(39)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.102)			
Utile netto	**2.898**	**4.684**	**5.288**	**604**

(1) Assume l'efficacia dal 1° gennaio 2003 delle incorporazioni di Italgas Più SpA e di EniData SpA incorporate da Eni SpA con atto di fusione stipulato in data 16 dicembre 2004.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	2.621	2.679	3.085	406
Divisione G&P	12.799	13.050	16.639	3.589
Divisione R&M	16.895	20.609	27.777	7.168
Corporate	279	466	542	76
Elisioni	(2.612)	(2.787)	(3.231)	(444)
	29.982	**34.017**	**44.812**	**10.795**

I ricavi della Divisione E&P (3.085 milioni di euro) sono aumentati di 406 milioni di euro, pari al 15,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dall'impatto derivante dal conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (7,7 milioni di boe) alla controllata (100%) Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ("EniMed") effettuato il 1° gennaio 2005; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 3,1 milioni di boe (da 88,5 a 85,4 milioni di boe) connessa al declino di campi maturi (8,4 milioni di boe), in parte compensato dalla crescita della produzione in Val d'Agri (5,3 milioni di boe).

I ricavi della Divisione G&P (16.639 milioni di euro) sono aumentati di 3.589 milioni di euro, pari al 27,5%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi connesso al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento, in parte assorbito dagli effetti della pressione competitiva; (ii) dell'incremento dei volumi di gas venduti di 1,4 miliardi di metri cubi (da 68,1 a 69,5 miliardi di metri cubi), pari al 2,1%. Le maggiori vendite effettuate in Italia (4,2 miliardi di metri cubi), in particolare al settore termoelettrico e industriale sono state parzialmente assorbite dalle minori vendite a importatori italiani di gas libico ora forniti, tramite il gasdotto Greenstream entrato in esercizio a fine 2004, dalla controllata Eni North Africa BV (100% Eni International BV).
I ricavi della Divisione R&M (27.777 milioni di euro) sono aumentati di 7.168 milioni di euro, pari al 34,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent +42%; benzina +32%; gasolio +46%) e dai maggiori volumi di greggio *equity* commercializzati (2 milioni di tonnellate), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di greggio nell'attività di *trading* (3,3 milioni di tonnellate).
I ricavi della Corporate (542 milioni di euro) sono aumentati di 76 milioni di euro, pari al 16,3%, di cui 63 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più (Divisione G&P) non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori ricavi riguardano essenzialmente: (i) servizi di informatica per 27 milioni di euro; (ii) servizi generali (gestione immobili, parco autovetture, aerei aziendali, etc.) per 21 milioni di euro; (iii) servizi di comunicazione e pubblicità per 12 milioni di euro riferiti alla campagna pubblicitaria di *rebranding* del marchio Italgas Più; (iv) altri servizi (servizi amministrativi, servizi di approvvigionamento e servizi per il personale) per 8 milioni di euro.

Altri ricavi e proventi
Gli altri ricavi e proventi di 285 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	92	69	70	1
Proventi da derivati su merci	57	83	68	(15)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	13	13	26	13
Utilizzo fondi per rischi e oneri	38	5	22	17
Risarcimento danni	15	16	13	(3)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	16	4	7	3
Valutazione al valore corrente/realizzo di crediti in natura		42	7	(35)
Proventi da cessione di contratti di trasporto		39		(39)
Altri proventi	73	105	72	(33)
	304	**376**	**285**	**(91)**

Le locazioni, affitti e noleggi di 70 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-store*), i proventi da affitto del ramo di azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).
I proventi da derivati su merci di 68 milioni di euro riguardano i differenziali maturati sui contratti di copertura dal rischio prezzo relativo alla commercializzazione di greggi e di prodotti.
Le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni di 26 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita a terzi del deposito di prodotti petroliferi di Napoli (15 milioni di euro) e di terreni.
L'utilizzo fondi per rischi e oneri di 22 milioni di euro riguarda in particolare l'utilizzo per esuberanza: (i) del fondo intersocietario costituito negli anni 2001-2003 per la realizzazione del piano nazionale di chiusura volontaria di stazioni di servizio (11 milioni di euro); (ii) del fondo costituito a fronte degli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (5 milioni di euro).
Gli altri proventi di 72 milioni di euro riguardano tra l'altro: (i) la sopravvenienza attiva derivante dalla definizione di una partita debitoria su approvvigionamenti di gas (21 milioni di euro); (ii) i compensi corrisposti dai gestori relativi alla vendite effettuate tramite carte di pagamento "*multicard*" (12 milioni di euro); (iii) i rimborsi di oneri assicurativi sostenuti in precedenti esercizi e altri rimborsi (11 milioni di euro); (iv) gli addebiti per costi sostenuti nell'interesse di società controllate o di terzi.

Costi operativi

I costi operativi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente.

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	726	712	1.008	296
Divisione G&P	10.906	11.463	15.180	3.717
Divisione R&M	16.142	19.608	26.613	7.005
Corporate	379	565	690	125
Elisioni	(2.611)	(2.787)	(3.231)	(444)
Eliminazione utili interni [1]	(10)	(4)	20	24
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**25.532**	**29.557**	**40.280**	**10.723**
Costo lavoro	**682**	**705**	**753**	**48**
	26.214	**30.262**	**41.033**	**10.771**

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

I costi operativi della Divisione E&P (1.008 milioni di euro) sono aumentati di 296 milioni di euro, pari al 41,6%, a seguito essenzialmente: (i) del maggiore accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (213 milioni di euro) dovuto in particolare alla revisione di precedenti stime a seguito di un aggiornamento della previsione dei costi unitari e delle tempistiche di esecuzione lavori; (ii) dell'incremento delle *royalty* sulle concessioni di produzione (60 milioni di euro), anche in relazione alla circostanza che nel 2004 venne rilevata una rettifica positiva di precedenti stime di 32 milioni di euro; (iii) dell'aumento dei costi assicurativi (21 milioni di euro)[4]. Questi aumenti sono stati in parte compensati dagli effetti del conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed.

I costi operativi della Divisione G&P (15.180 milioni di euro) sono aumentati di 3.717 milioni di euro, pari al 32,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi (332 milioni di euro) riguardanti in particolare la stima (220 milioni di euro) degli effetti della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (v. commento all'utile operativo); (iii) dei maggiori volumi acquistati (+1,74 miliardi di metri cubi, pari al 2,6%). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi di trasporto in Italia per le minori capacità impegnate connesse alle vendite a operatori italiani al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti concordate con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (c.d. "*gas release*").

I costi operativi della Divisione R&M (26.613 milioni di euro) sono aumentati di 7.005 milioni di euro, pari al 35,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +42%), i cui effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei volumi di acquisto di prodotti di 1 milione di tonnellate (da 7,9 a 6,9 milioni di tonnellate) e di greggi di 0,7 milioni di tonnellate (da 63,7 a 63 milioni di tonnellate).

I costi operativi della Corporate (690 milioni di euro) sono aumentati di 125 milioni di euro, pari al 22,1%, di cui 62 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più per attività non gestite dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori costi riguardano: (i) l'informatica per 51 milioni di euro; (ii) la comunicazione istituzionale e la pubblicità per 20 milioni di euro, dei quali 12 per la campagna di *rebranding* ex Italgas Più e 7 milioni di euro per la campagna istituzionale Eni; (iii) i servizi generali per 20 milioni di euro; (iv) i progetti di ricerca per 17 milioni di euro, di cui 6 relativi a nuovi progetti; (v) gli altri servizi per 11 milioni di euro; (vi) oneri diversi per 6 milioni di euro.

(4) Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd; l'aumento dei costi assicurativi è connesso all'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005 che nell'esercizio ha determinato un extra premio, nonché l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi, ipotizzando un livello di sinistrosità "normale".

Costo lavoro

Il costo lavoro (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 dei piani di *stock option* e *stock grant* (11 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto del conferimento a EniMed (208 persone).

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2003	2004	2005	Variazione
Dirigenti	476	555	551	(4)
Quadri	2.698	3.119	3.167	48
Impiegati	4.752	6.168	6.098	(70)
Operai	1.679	1.628	1.512	(116)
	9.605	**11.470**	**11.328**	**(142)**

Divisioni	2003	2004	2005	Variazione
E&P	3.290	3.124	2.988	(136)
G&P	593	1.734	1.713	(21)
R&M	4.372	4.444	4.414	(30)
Corporate	1.350	2.168	2.213	45
	9.605	**11.470**	**11.328**	**(142)**

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	473	468	417	(51)
Divisione G&P	60	68	53	(15)
Divisione R&M	311	298	283	(15)
Corporate	70	61	53	(8)
Totale ammortamenti	**914**	**895**	**806**	**(89)**
Svalutazioni		12	3	(9)
	914	**907**	**809**	**(98)**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 809 milioni di euro sono diminuiti di 98 milioni di euro; in particolare:

- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione E&P di 51 milioni di euro è connessa agli effetti del conferimento a EniMed (27 milioni di euro) e alla diminuzione dei costi di ricerca esplorativa (24 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti della Divisione G&P di 15 milioni di euro, pari al 22,1%, è connessa essenzialmente al progressivo completamento dell'ammortamento di immobilizzazioni immateriali;
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione R&M di 15 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento degli ammortamenti di stazioni di servizio autostradali in concessione (8 milioni di euro) e a minori ammortamenti di beni materiali e immateriali di natura informatica (6 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti registrata nella Corporate di 8 milioni di euro è connessa essenzialmente ai minori costi d'investimento del progetto *Eni Slurry Technology* (10 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

Le svalutazioni di 3 milioni di euro riguardano in particolare *asset* minerari.

Utile operativo

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	1.280	1.352	1.484	132
Divisione G&P	1.800	1.526	1.354	(172)
Divisione R&M	367	646	801	155
Corporate	(299)	(304)	(364)	(60)
Eliminazione utili interni [1]	10	4	(20)	(24)
	3.158	**3.224**	**3.255**	**31**

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.484 milioni di euro è aumentato di 132 milioni di euro, pari al 9,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi operativi a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti, dall'incremento delle *royalty* e dai maggiori costi assicurativi (v. commento dei costi operativi); (ii) dagli effetti del conferimento a EniMed del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia"; (iii) dai minori volumi venduti di idrocarburi (v. commento dei ricavi della gestione caratteristica).

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.354 milioni di euro è diminuito di 172 milioni di euro, pari all'11,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'accantonamento al fondo rischi 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[5] (220 milioni di euro); (ii) della circostanza che nell'esercizio 2004 vennero conseguiti proventi (40 milioni di euro) connessi alla cessione dei contratti di trasporto attivi sul tratto svizzero (Transitgas) a Eni CH SA (100% Eni); (iii) della flessione dei margini commerciali a scenario costante connessa alla pressione competitiva, solo in parte compensata dal favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei volumi venduti (1,4 miliardi di metri cubi); (ii) dall'emergere della riserva Lifo connessa alla riduzione delle rimanenze di gas (42 milioni di euro).

L'utile operativo della Divisione R&M di 801 milioni di euro è aumentato di 155 milioni di euro, pari al 24,0%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del margine di raffinazione (+1,43 dollari/barile il margine sul Brent; da 4,35 a 5,78 dollari al barile) e delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie, anche a seguito delle minori fermate per manutenzione, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno a seguito della forte mareggiata di fine dicembre 2004; (ii) del maggior risultato dell'attività commerciale, parzialmente assorbito dall'incremento delle *royalty* autostradali e dal minor risultato delle attività di commercializzazione di lubrificanti e prodotti speciali. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi (40 milioni di euro), in particolare di natura ambientale, e dall'aumento dei costi assicurativi (25 milioni di euro).

La perdita operativa della Corporate di 364 milioni di euro è aumentata di 60 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi di informatica di 48 milioni di euro, connesso alle maggiori attività svolte, e dei costi di comunicazione istituzionale di 7 milioni di euro.

(5) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Oneri finanziari netti

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Utili (perdite) su cambi	2	12	(62)	(74)
Oneri finanziari netti	(63)	(58)	(33)	25
Proventi netti su derivati	5		5	5
Interessi su CCT	6	6	7	1
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	19	13	14	1
Commissioni per servizi finanziari	33	36	45	9
Accantonamento al fondo rischi		(64)		64
Svalutazione crediti per interessi	(5)	(1)		1
	(3)	**(56)**	**(24)**	**32**

Gli oneri finanziari netti (24 milioni di euro) diminuiscono di 32 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nell'esercizio 2004 venne effettuato un accantonamento al fondo rischi di 64 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA; (ii) della diminuzione degli oneri finanziari netti (25 milioni di euro) connessa essenzialmente al minore indebitamento netto. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle perdite su cambi (62 milioni di euro) a fronte di un utile rilevato nell'esercizio precedente (12 milioni di euro).

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi	2.079	1.715	3.531	1.816
Altri proventi	7	117	826	709
Totale proventi	**2.086**	**1.832**	**4.357**	**2.525**
Svalutazioni e perdite	(711)	(438)	(895)	(457)
	1.375	**1.394**	**3.462**	**2.068**

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.280	815	2.052	1.237
Snam Rete Gas SpA	187	196	722	526
Italgas SpA		70	273	203
Stoccaggi Gas Italia SpA	431	262	192	(70)
Ecofuel SpA	22	18	46	28
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	22	35	13
AgipFuel SpA	12	16	33	17
Sofid SpA	20	8	29	21
Saipem SpA	27	28	28	
EniPower SpA		81	23	(58)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	22	24	19	(5)
Praoil Oleodotti Italiani SpA	2	3	19	16
Società Petrolifera Italiana SpA	9	105	18	(87)
Altre	56	67	42	(25)
	2.079	**1.715**	**3.531**	**1.816**
Altri proventi				
Riprese di valore:				
Eni Investments Plc [1]			358	358
Polimeri Europa SpA [1]			305	305
Altre	2		3	3
Conferimenti:				
Eni Congo Holding BV (a Eni International BV) [2]			124	124
Vendita azioni:				
Nuovo Pignone Holding SpA		27	28	1
Compagnia Napoletana di Illum. e Scald. col Gas SpA (a Italgas SpA)		77		(77)
Fiorentina Gas SpA (a Italgas SpA)		12		(12)
Altre	5	1	8	7
	7	**117**	**826**	**709**
Totale proventi	**2.086**	**1.832**	**4.357**	**2.525**

(1) V. nota n. 19 della Nota integrativa.
(2) V. nota n. 18 della Nota integrativa.

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA	230	380	888	508
Albacom SpA	128	41		(41)
Polimeri Europa SpA	217			
Eni Investments Plc	102			
Altre	34	17	7	(10)
Totale oneri	**711**	**438**	**895**	**457**

(Oneri) proventi straordinari netti

Gli (oneri) proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Proventi straordinari				
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	227	220	151	(69)
Altri	29	12	60	48
Totale proventi straordinari	**256**	**232**	**211**	**(21)**
Oneri straordinari				
Accantonamenti ai fondi per rischi e oneri	(64)	(250)	(629)	(379)
Incentivazione all'esodo del personale	(34)	(18)	(38)	(20)
Minusvalenze	(49)			
Altri	(13)	(19)	(11)	8
Totale oneri straordinari	**(160)**	**(287)**	**(678)**	**(391)**
(Oneri) proventi straordinari netti	**96**	**(55)**	**(467)**	**(412)**

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (151 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita nella cessione all'api - anonima petroli italiana SpA del 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della Italiana Petroli SpA.
Gli altri proventi straordinari di 60 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'utilizzo per esuberanza di parte del 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 (28 milioni di euro); (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo dismissioni e ristrutturazioni in conseguenza dell'accordo transattivo concluso nel settembre 2005 con l'acquirente del terreno della ex raffineria di La Spezia (18 milioni di euro).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (629 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro)[6]; (ii) gli oneri ambientali relativi principalmente a stazioni di servizio e a impianti di raffinazione (202 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi alle garanzie prestate all'atto della dismissione di aziende, di partecipazioni e di beni immobili a favore di terzi (68 milioni di euro) e della Syndial (50 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Imposte correnti:				
- Irpeg/Ires	(640)	(644)	(842)	(198)
- Irap	(131)	(160)	(199)	(39)
- Imposta sostitutiva	(88)			
- Crediti d'imposta	142			
	(717)	**(804)**	**(1.041)**	**(237)**
Imposte differite	(93)	(173)	(103)	70
Imposte anticipate	111	78	206	128
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	73			
	91	**(95)**	**103**	**198**
	(626)	**(899)**	**(938)**	**(39)**

Le imposte sul reddito di 938 milioni di euro aumentano di 39 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2004 vennero rilevate imposte anticipate riferite alle differenze tra valori civilistici e fiscali determinatesi nei precedenti esercizi[7] della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (135 milioni di euro); (ii) della maggiore incidenza di dividendi imponibili (26 milioni di euro); (iii) della differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2003 e 2004 e quelle determi-

(6) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.
(7) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni introdotto nel 2004 a seguito dell'entrata in vigore della Riforma fiscale, solo le società con prospettive di redditività che consentono la rilevazione di imposte anticipate hanno diritto alla retrocessione del risparmio d'imposta derivante dal proprio imponibile negativo (v. paragrafo Criteri di valutazione - "Imposte sul reddito" della Nota integrativa).

nate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (18 milioni di euro); (iv) del maggior utile operativo (12 milioni di euro); (v) dei minori oneri finanziari (11 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dagli effetti: (i) della maggior perdita della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (153 milioni di euro); (ii) dei maggiori oneri straordinari netti deducibili (17 milioni di euro).
Le imposte differite di 103 milioni di euro riguardano essenzialmente gli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi (117 milioni di euro), in parte compensati: (i) dal rigiro delle imposte stanziate nell'esercizio 2004 in relazione al concorso al reddito imponibile di proventi rilevati contabilmente nello stesso esercizio (14 milioni di euro); (ii) dal rigiro delle imposte stanziate in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (6 milioni di euro).
Le imposte anticipate di 206 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) accantonamenti netti al fondo rischi effettuati da Eni SpA (258 milioni di euro); (ii) accantonamenti netti al fondo rischi della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale Eni (100 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dal rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che secondo il decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi; la quota di competenza dell'esercizio ammonta a 513 milioni di euro con un effetto di imposta di 169 milioni di euro.

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	4.906	4.733	(173)
Immobilizzazioni immateriali	714	631	(83)
Partecipazioni	20.825	21.049	224
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(626)	(447)	179
	25.848	**25.995**	**147**
Capitale di esercizio netto	**1.536**	**549**	**(987)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(202)**	**(222)**	**(20)**
Capitale investito netto	**27.182**	**26.322**	**(860)**
Patrimonio netto [1]	**26.204**	**25.440**	**(764)**
Indebitamento finanziario netto	**978**	**882**	**(96)**
Coperture	**27.182**	**26.322**	**(860)**

(1) Nello Stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto delle n. 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005 di 4.216 milioni di euro (n. 234.394.888 al 31 dicembre 2004 per un costo di 3.229 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi della variazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (256 milioni di euro) è la seguente:

	Immobilizzazioni		Totale
(milioni di euro)	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2004	**4.906**	**714**	**5.620**
Investimenti	738	126	864
Ammortamenti e svalutazioni	(607)	(202)	(809)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(304)	(7)	(311)
Altre variazioni			
Saldo al 31 dicembre 2005	**4.733**	**631**	**5.364**

Le cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda riguardano principalmente (278 milioni di euro) il conferimento a EniMed effettuato il 1° gennaio 2005 in continuità di valori civilistici e fiscali.
Informazioni sugli investimenti effettuati sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.049 milioni di euro) aumentano di 224 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2004		**20.825**
Incrementi per:		
Interventi sul capitale		
Syndial SpA	680	
Eni International BV (conferimento Eni Congo Holding BV) (1)	211	
Consorzio SET	16	
Altre	7	**914**
Acquisizioni		
Italgas Hellas SpA	198	
Ieoc SpA	25	
EniPower SpA	11	
Altre	6	**240**
Riprese di valore		
Eni Investments Plc	358	
Polimeri Europa SpA	305	
Altre	3	**666**
Decrementi per:		
Cessioni		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	(100)	
Italiana Petroli SpA	(51)	
Geopromtrans Llc a Eni Russia BV	(10)	
Altre	(2)	**(163)**
Conferimenti		
Conferimento della partecipazione in Eni Congo Holding BV a Eni International BV (1)	(87)	
Altre	(1)	**(88)**
Svalutazioni e perdite		
Syndial SpA	(888)	
Altre	(4)	**(892)**
Altri decrementi		
Snam Rete Gas SpA (2)	(453)	**(453)**
Partecipazioni al 31 dicembre 2005		**21.049**

(1) Informazioni sul riassetto societario dell'Eni International BV e dell'Eni Exploration BV sono indicate alla nota n. 18 della Nota integrativa.
(2) La quota di competenza Eni SpA di 979 milioni di euro del dividendo straordinario di Snam Rete Gas SpA è stato imputato per la parte riferita all'utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni (453 milioni di euro) in deduzione della partecipazione; la restante parte (526 milioni di euro) a dividendi.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2005, 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 di Eni", che fa parte integrante della Nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2005 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**Valore netto**
Eni International BV (ex Eni Exploration BV)	4.874
Eni Investments Plc	3.926
Italgas SpA	2.019
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1.379
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
EniPower SpA	955
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigaz Rt	224
Italgas Hellas SpA	198
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
Syndial SpA	123
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	116
Snamprogetti SpA	93
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Altre *(inferiori a 50 milioni di euro)*	445
	21.049

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**31.12.2004**	**31.12.2005**
Crediti commerciali	6.389	8.088
Rimanenze	1.160	1.191
Crediti tributari	1.068	1.005
Crediti per imposte anticipate	657	725
Debiti commerciali	(3.982)	(5.793)
Debiti tributari	(1.212)	(1.340)
Fondi per rischi e oneri	(1.974)	(2.748)
Altre attività (passività) nette di esercizio	(570)	(579)
	1.536	**549**

Informazioni sulle seguenti voci sono fornite nelle note indicate della Nota integrativa: Rimanenze (nota n. 4), Crediti tributari e Crediti per imposte anticipate (nota n. 5), Debiti tributari (nota n. 12).

I fondi per rischi e oneri (2.748 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.034 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (475 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (iv) il fondo relativo alla stima degli oneri derivanti dall'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (220 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (159 milioni di euro); (vi) 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 (130 milioni di euro); (vii) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (52 milioni di euro).
Le altre passività nette di 579 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) il risconto passivo relativo ai proventi di natura pluriennale riconosciuti da società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (214 milioni di euro); (ii) i debiti per depositi cauzionali (137 milioni di euro); (iii) i debiti verso il personale per ferie maturate e non godute e per il premio di partecipazione (64 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 222 milioni di euro aumenta di 20 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'accantonamento dell'esercizio (49 milioni di euro), parzialmente compensato dagli utilizzi connessi a risoluzioni dei rapporti di lavoro.

Patrimonio netto

(milioni di euro)			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2004			**26.204**
Incremento per:			
- utile 2005	5.288		
- azioni proprie cedute a fronte di piani incentivazione dei dirigenti	47		
- costo di competenza delle *stock option* assegnate	5	5.340	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2004	(3.384)		
- acconto sul dividendo dell'esercizio 2005	(1.686)		
- acquisto azioni proprie	(1.034)		
		(6.104)	
			(764)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2005			**25.440**

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 di 882 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Debiti finanziari			
a lungo termine: (1)			
- prestiti obbligazionari	2.000	2.000	
- imprese finanziarie controllate	467	356	(111)
- banche	55	24	(31)
- altri finanziatori	53	10	(43)
	2.575	**2.390**	**(185)**
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	192	452	260
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	71	43	(28)
- altri finanziatori	8		(8)
	271	**495**	**224**
(a)	**2.846**	**2.885**	**39**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
a lungo termine: (1)			
- imprese controllate	20	9	(11)
- altri	5	5	
	25	**14**	**(11)**
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	1.000	1.000	
- imprese controllate	10	10	
- imprese collegate	22		(22)
- altri			
	1.032	**1.010**	**(22)**
(b)	**1.057**	**1.024**	**(33)**
Titoli	230	230	
Disponibilità	581	749	168
(c)	**811**	**979**	**168**
(a-b-c)	**978**	**882**	**(96)**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 96 milioni di euro è 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: (i) dal pagamento del dividendo dell'esercizio 2004 di 0,90 euro per azione (3.384 milioni di euro); (ii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21 settembre 2005 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005 (1.686 milioni di euro); (iii) dal pagamento delle imposte al netto dei rimborsi (1.134 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro); (v) dagli investimenti in partecipazioni (938 milioni di euro, di cui 680 milioni di euro riferiti all'intervento sul capitale della Syndial SpA e 198 milioni di euro riferiti all'acquisto della Italgas Hellas SpA); (vi) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (864 milioni di euro).

I titoli (230 milioni di euro) riguardano Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 749 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (721 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	**2005**
Utile dell'esercizio	5.288
a rettifica:	
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.484
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(2.091)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**4.681**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	296
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	2.227
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**7.204**
Investimenti tecnici	(864)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(1.972)
Disinvestimenti	805
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(61)
Free cash flow	**5.112**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	33
Variazione debiti finanziari	93
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**168**
Free cash flow	**5.112**
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquistiti e disinvestiti	54
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**96**

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

■ Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo 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 2004 hanno ricoperto le cariche di componente dell'organo di amministrazione e controllo o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in 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 3, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse 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 di Divisione;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente del precedente Amministratore Delegato, dell'Amministratore Delegato-Direttore Generale in carica, dei direttori generali di Divisione, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [1]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [2]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	831	8	40		879
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	01.01-27.05		230		1.386 [3]	9.649 [4]	11.265
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.06-31.12 [5]	30.05.08	252	62		588	902
Mario Giuseppe Cattaneo	Consigliere	01.01-27.05		57		10		67
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	123		10		133
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	122		10		132
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	117		10		127
Guglielmo Moscato	Consigliere	01.01-27.05		59		10		69
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	121		10		131
Marco Pinto	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Marco Reboa	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Pierluigi Scibetta	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Collegio Sindacale [6]								
Andrea Monorchio	Presidente	01.01-27.05		51				51
Paolo Andrea Colombo	Presidente [7]	01.01-31.12	30.05.08	107			67	174
Luigi Biscozzi	Sindaco effettivo	01.01-27.05		38			51	89
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	91			55	146
Edoardo Grisolia [8]	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48				48
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	92			59	151
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48			13	61
Direttori generali di Divisione								
Stefano Cao	Exploration & Production	01.01-31.12				397	797	1.194
Luciano Sgubini	Gas & Power	01.01-31.12				311	2.286 [9]	2.597
Angelo Taraborrelli	Refining & Marketing	01.01-31.12				229	566	795
				2.591	**70**	**2.423**	**14.131**	**19.215**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(2) Relativi alle *performance* realizzate nel 2004.
(3) Riguarda l'incentivo connesso alle *performance* realizzate nel 2004 e, pro rata, quello connesso alle *performance* realizzate nei primi cinque mesi del 2005.
(4) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro, inclusa l'integrazione deliberata dal Consiglio di Amministrazione.
(5) Consigliere dal 28 maggio 2005.
(6) Gli ammontari indicati nella colonna "Altri compensi" riguardano i compensi percepiti in qualità di presidente/sindaco effettivo di società controllate.
(7) Presidente dal 28 maggio 2005; in precedenza Sindaco effettivo.
(8) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'economia e delle finanze.
(9) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

■ *Stock grant* e *stock option* attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione 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 2005 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 da 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 ai diritti assegnati è omessa trattandosi di azioni gratuite.

Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati nell'esercizio è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni sul conto titoli intrattenuto dall'assegnatario.

		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 mesi	Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Vittorio Mincato [1]	Amministratore Delegato	104.800	19	40.200	38	145.000	19,951	-	-
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	40.500	20	16.000	38	12.800	23,785	43.700	21
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	40.500	20	16.000	38	56.500	22,784	-	-
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Div. R&M	17.500	20	16.000	38	5.400	23,785	28.100	24

(1) Fino al 27 maggio 2005.

STOCK OPTION

Nella tabella seguente sono indicati i diritti di acquisto su azioni Eni (opzioni) trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato [1]	**Amministratore Delegato [2]**	**Direttore generale Divisione E&P**	**Direttore generale Divisione G&P**	**Direttore generale Divisione R&M**
		Paolo Scaroni	Vittorio Mincato	Stefano Cao	Luciano Sgubini	Angelo Taraborrelli
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:						
- numero opzioni		-	499.000	182.000	170.000	96.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	15,090	15,185	15,086	15,379
- scadenza media in mesi		-	67	79	79	81
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni		699.000	-	75.500	60.500	50.000
- prezzo di esercizio	(euro)	22,509	-	22,509	22,509	22,509
- scadenza media in mesi		96	-	96	96	96
Opzioni esercitate alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		-	499.000	56.000	230.500	23.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	15,090	15,216	17,035	15,216
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	19,980	22,784	22,964	22,784
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		699.000	-	201.500	-	123.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	-	17,920	-	18,308
- scadenza media in mesi		91	-	82	-	83

(1) Dal 1° giugno 2005.
(2) Fino al 27 maggio 2005.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali in 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 in 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 2005 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"). Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2004	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2005
Consiglio di Amministrazione					
Vittorio Mincato	Eni SpA	82.650	644.000 (1)	599.000	127.650
Paolo Scaroni	Eni SpA	2.555		256	2.299
Renzo Costi	Eni SpA		4.776	3.426	1.350
Dario Fruscio	Eni SpA	550	600		1.150
Guglielmo Moscato	Eni SpA	59.576	11.300		70.876
Collegio sindacale					
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Luigi Biscozzi	Eni SpA	6.500	6.000	6.000	6.500
	Snam Rete Gas SpA	13.000	10.000		23.000
Direttori generali					
Stefano Cao	Eni SpA	12.800	86.450 (2)	56.000	43.250
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Luciano Sgubini	Eni SpA	49.600	376.550 (3)	336.600	89.550
Angelo Taraborrelli	Eni SpA	10.600	28.900 (4)	23.500	16.000
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200

(1) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (145.000) e sulle *stock option* (499.000) a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.
(2) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (12.800) e sulle *stock option* (56.000).
(3) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (56.500) e sulle *stock option* (230.500) a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.
(4) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (5.400) e sulle *stock option* (23.500).

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[8] (di seguito "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 di Eni, 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 e, dal 2003, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

L'offerta (dal 2003, l'assegnazione) è effettuata entro il mese successivo (dal 2003, entro i 45 giorni successivi) al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o, se precedente, a quello successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di 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'as-

(8) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

segnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade 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 per i soggetti fiscalmente residenti in Italia 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%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANO 2002
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 allo 0,0375% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo, 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 alla delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione e alle *performance* realizzate dai dirigenti nel 2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione complessivamente n. 1.037.200 azioni (pari allo 0,026% del capitale sociale) a 770 dirigenti. Al 31 dicembre 2005 sono state sottoscritte n. 1.025.800 azioni (di cui n. 934.400 nel corso del 2005) e sono decaduti n. 11.400 diritti.

PIANO 2003-2005
Il 30 maggio 2003 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 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, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea, ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2003 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,0375% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2002 gli obiettivi individuali prefissati.
Il 6 luglio 2004 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea, ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2004 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,4 milioni di azioni proprie (pari allo 0,035% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2003 gli obiettivi individuali prefissati.
Il 29 giugno 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea e tenuto conto delle deliberazioni assunte dall'Assemblea degli Azionisti del 27 maggio 2005 ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2005 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,6 milioni di azioni proprie (pari allo 0,040% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2004 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 assunzione dell'impegno, per complessive n. 3.545.000 azioni proprie, come segue: (i) nel 2003, n. 1.206.000 azioni a 816 dirigenti; (ii) nel 2004, n. 1.035.600 azioni a 779 dirigenti; (iii) 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 complessivamente n. 339.100 di cui n. 122.900 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2003, n. 111.000 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2004 e 105.200 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2005) e 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) con scadenza nel 2006, n. 912.400 (relativi a impegni assunti nel 2004) con scadenza nel 2007 e n. 1.196.400 (relativi a impegni assunti nel 2005) con scadenza nel 2008.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2004 e nel 2005 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2004		2005	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.635.050**	**15,101**	**3.112.200**	**18,461**
Nuovi diritti assegnati	1.035.600	17,035	1.303.400	21,336
Diritti esercitati nel periodo	(1.552.100)	16,766	(1.273.500)	23,097
Diritti decaduti nel periodo	(6.350)	16,618	(14.900)	22,390
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.112.200**	**18,461**	**3.127.200**	**23,460**
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	**38.700**	**23,460**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti 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 decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

Al fine di consentire la partecipazione a un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[9] che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo (di seguito "Dirigenti"), sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. In caso di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di 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. 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 decorsi otto anni dalla data di assegnazione 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.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: ai piani di *stock option* è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 51, 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%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 E 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale), a valere sui piani di *stock option* da realizzare nel triennio 2002-2004, da vendere ai dirigenti.

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); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre 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 dal 1° agosto 2005 e fino al 31 luglio 2010.

(9) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

Nel corso del 2002 sono stati assegnati a 314 dirigenti n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 15,216 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, anche per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 2.535.900 diritti, mentre risultano decaduti n. 79.500 diritti (di cui 59.500 perché non esercitati nei termini e 20.000 per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro); alla stessa data risultano in essere ed esercitabili n. 903.100 diritti.

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); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre 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 dal 1° agosto 2006 e fino al 31 luglio 2011.

Nel corso del 2003 sono stati assegnati a 376 dirigenti n. 4.703.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di 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 2005, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 544.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 52.000 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.106.500 diritti, di cui esercitabili n. 236.500 diritti.

Il 6 luglio 2004, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *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); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2004 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 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 di 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. Al 31 dicembre 2005 risultano esercitati n. 296.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 38.000 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 3.659.000 diritti, di cui esercitabili n. 203.500 diritti.

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale), al servizio del piano di *stock option* 2005, da vendere ai Dirigenti. Le azioni al servizio del piano derivano da un *plafond* complessivo di 7.043.400 azioni costituito da 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e 4.258.400 azioni proprie disponibili per il Piano di *stock grant* 2003-2005.

Il 29 giugno 2005, in esercizio della delega conferitagli il 27 maggio 2005 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) 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); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2005 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 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 di 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 e successivamente a un dirigente n. 11.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 23,804 euro, corrispondente alla media aritmetica di cui sopra.

Al 31 dicembre 2005 per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 83.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 24.000 diritti 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.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2004 e 2005 è la seguente:

	2004			2005		
(euro)	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	**8.162.000**	**14,367**	**15,101**	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**
Nuovi diritti assegnati	3.993.500	16,576	16,576	4.818.500	22,512	22,512
Diritti esercitati nel periodo	(354.000)	14,511	16,749	(3.106.400)	15,364	22,485
Diritti decaduti nel periodo	(12.500)	14,45	16,745	(121.500)	16,530	23,100
Diritti esistenti al 31 dicembre	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**
di cui esercitabili				**1.540.600**	**16,104**	**23,460**

Azioni proprie e di società controllanti

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli azionisti di 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 di 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, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (244,6 milioni di azioni). Gli acquisti sono 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 2004 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	**Numero azioni**	**Costo medio** (euro)	**Costo complessivo** (milioni di euro)	**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	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966 (1)	1.034	1,18
	281.877.288	**15,155**	**4.272**	**7,04**
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003-2005	(402.900)			
- vendute in applicazione dei piani di *stock option* 2002-2005	(3.460.400)			
	278.013.975			

(1) Nel 2005 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 21,786 euro.

Al 31 dicembre 2005 le azioni proprie destinate al servizio dei piani di *stock grant* e di *stock option* sono 17.428.300.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da 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.

Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

Esposizione e gestione dei rischi finanziari

Le informazioni relative all'esposizione della società ai rischi finanziari e le politiche di gestione sono illustrate nella Nota integrativa.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. n. 196 del 30 giugno 2003

L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali di Eni, dichiara che è stato aggiornato 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 nonché, per la Corporate, dal responsabile ICT.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

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 di 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) (1)	4
Centro olio di Val d'Agri (PZ)	36

(1) L'impianto ha cessato definitivamente l'attività nel corso del 2005.

Nel 2005 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 912 milioni di chilowattora.
La produzione ottenuta nel 2005 presso le centrali sub a), al netto dell'autoconsumo, è stata di 158 milioni di chilowattora (151 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2004) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 15 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2004).
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.
Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005. 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. Ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera le attività svolte dalle centrali sub b) sono inquadrate nell'ambito delle "Attività residue".

STATO PATRIMONIALE AL 31.12.2005 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	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		38	38			38
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		79	79			79
avviamento		446	446			446
immobilizzazioni in corso e acconti		28	28			28
altre		40	40			40
Totale		**631**	**631**			**631**
Immobilizzazioni materiali:						
terreni e fabbricati		361	361			361
impianti e macchinario	7	3.330	3.337			3.337
attrezzature industriali e commerciali		27	27			27
altri beni		57	57			57
immobilizzazioni in corso e acconti		961	961			961
Totale	**7**	**4.736**	**4.743**			**4.743**
Immobilizzazioni finanziarie:						
partecipazioni in:						
- imprese controllate					20.319	20.319
- imprese collegate					724	724
- altre imprese					6	6
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*9*	*9*			*9*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*10*	*10*			*10*
- verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*5*	*5*			*5*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*9*	*9*			*9*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
altri titoli					20	20
azioni proprie					3.979	3.979
per un valore nominale complessivo di 213.388.288 e 260.585.675 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005						
Totale		**33**	**33**		**25.048**	**25.081**
Totale immobilizzazioni	**7**	**5.400**	**5.407**		**25.048**	**30.455**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Attivo circolante:						
Rimanenze:						
materie prime, sussidiarie e di consumo		384	384			384
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		25	25			25
lavori in corso su ordinazione		13	13			13
prodotti finiti e merci		769	769			769
Totale		**1.191**	**1.191**			**1.191**
Crediti:						
verso clienti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	5	*6.458*	*6.463*			*6.463*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*25*	*25*			*25*
verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.474*	*2.474*			*2.474*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*236*	*236*			*236*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso controllanti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
crediti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*249*	*249*			*249*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*756*	*756*			*756*
imposte anticipate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*725*	*725*			*725*
verso altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*199*	*199*			*199*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*86*	*86*			*86*
Totale	**5**	**11.208**	**11.213**			**11.213**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:						
azioni proprie					237	237
per un valore nominale complessivo di 21.006.600 e 17.428.300 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005						
altri titoli					230	230
Totale					**467**	**467**
Disponibilità liquide:						
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo					747	747
danaro e valori in cassa					2	2
Totale					**749**	**749**
Totale attivo circolante	**5**	**12.399**	**12.404**		**1.216**	**13.620**
Ratei e risconti:						
disaggio su prestiti		2	2			2
ratei e altri risconti		87	87			87
TOTALE ATTIVO	**12**	**17.888**	**17.900**		**26.264**	**44.164**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
PASSIVO						
Patrimonio netto:						
Capitale					(4.005)	(4.005)
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					(9.839)	(9.839)
- legge n. 448/2001					(43)	(43)
Riserva legale					(959)	(959)
Riserva per azioni proprie in portafoglio					(4.216)	(4.216)
Altre riserve:						
- riserva disponibile					(5.219)	(5.219)
- riserva per acquisto di azioni proprie					(1.129)	(1.129)
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986					(410)	(410)
- riserva art. 14 legge n. 342/2000					(74)	(74)
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986					(62)	(62)
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993					(30)	(30)
- riserva plusvalenze da realizzo titali azionari legge n. 169/1983					(19)	(19)
- riserva da avanzo di fusione					(4)	(4)
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993					(1)	(1)
Utile dell'esercizio					(5.288)	(5.288)
Acconto sul dividendo					1.686	1.686
Totale					**(29.656)**	**(29.656)**
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		(12)	(12)			(12)
per imposte, anche differite		(17)	(17)			(17)
altri		(2.719)	(2.719)			(2.719)
Totale		**(2.748)**	**(2.748)**			**(2.748)**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		(222)	(222)			(222)
Debiti:						
obbligazioni:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(2.000)	(2.000)
debiti verso banche:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					(43)	(43)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(24)	(24)
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(10)	(10)
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(171)	(171)			(171)
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	(1)	(3.368)	(3.369)			(3.369)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(35)	(35)			(35)
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(3.209)	(3.209)			(3.209)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(356)	(356)			(356)
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(158)	(158)			(158)
debiti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(1.340)	(1.340)			(1.340)
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(45)	(45)			(45)
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(208)	(208)			(208)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(139)	(139)			(139)
Totale	(1)	(9.029)	(9.030)		(2.077)	(11.107)
Ratei e risconti		(431)	(431)			(431)
TOTALE PASSIVO	(1)	(12.430)	(12.431)		(31.733)	(44.164)

CONTO ECONOMICO 2005 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	15	59.032	59.047	(10)		59.037
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		110	110			110
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1	1			1
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		116	116			116
altri ricavi e proventi:						
. contributi in conto esercizio		*7*	*7*			*7*
. altri		*458*	*458*			*458*
Totale	**15**	**59.724**	**59.739**	**(10)**		**59.729**
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(10)	(36.360)	(36.370)	10		(36.360)
per servizi	(1)	(6.319)	(6.320)			(6.320)
per godimento di beni di terzi		(525)	(525)			(525)
per il personale:						
- salari e stipendi		*(590)*	*(590)*			*(590)*
- oneri sociali		*(188)*	*(188)*			*(188)*
- trattamento di fine rapporto		*(47)*	*(47)*			*(47)*
- trattamento di quiescenza e simili		*(1)*	*(1)*			*(1)*
- altri costi		*(24)*	*(24)*			*(24)*
ammortamenti e svalutazioni:						
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(202)*	*(202)*			*(202)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	*(2)*	*(607)*	*(609)*			*(609)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*(3)*	*(3)*			*(3)*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(32)*	*(32)*			*(32)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(74)	(74)			(74)
accantonamenti per rischi		(403)	(403)			(403)
altri accantonamenti		(368)	(368)			(368)
oneri diversi di gestione		(10.726)	(10.726)			(10.726)
Totale	**(13)**	**(56.469)**	**(56.482)**	**10**		**(56.472)**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione	**2**	**3.255**	**3.257**			**3.257**
Proventi e oneri finanziari						
proventi da partecipazioni:						
. da imprese controllate					*3.649*	*3.649*
. da imprese collegate					*3*	*3*
. da altri					*41*	*41*
altri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:						
. da imprese controllate					*1*	*1*
. da imprese collegate						
. da altri						
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni						
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni					*7*	*7*
- proventi diversi dai precedenti:						
. da imprese controllate					*86*	*86*
. da imprese collegate					*41*	*41*
. da altri					*45*	*45*
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate					*(17)*	*(17)*
. verso imprese collegate						
. verso altri					*(130)*	*(130)*
utili e perdite su cambi					(62)	(62)
Totale					**3.664**	**3.664**
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni					*664*	*664*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni						
svalutazioni:						
- di partecipazioni					*(892)*	*(892)*
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni						
Totale delle rettifiche					**(228)**	**(228)**
Proventi e oneri straordinari						
proventi					211	211
oneri					(678)	(678)
Totale delle partite straordinarie					**(467)**	**(467)**
Risultato prima delle imposte					**2.969**	**6.226**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate					(938)	(938)
Utile dell'esercizio					**2.031**	**5.288**

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.

Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di circa 480 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle aree padano-appenniniche, nell'*offshore* siciliano e adriatico e sui temi a olio nella Pianura Padana.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero delle riserve dei giacimenti già in produzione, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri. I nuovi sviluppi con tema a olio riguarderanno la prosecuzione del progetto Miglianico, con avvio della produzione atteso nel 2008. Per il tema a gas *offshore*, è prevista la continuazione della fase di realizzazione del progetto Tea, con *start-up* atteso a fine 2007.

La produzione di idrocarburi nel 2006 è attesa in flessione di circa il 3% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, solo in parte compensato dall'aumento della produzione in Val d'Agri e dagli interventi di ottimizzazione per il recupero delle riserve residue.

Divisione Gas & Power

Nel 2006 proseguirà l'attuazione della strategia di crescita delle vendite di gas all'estero, in particolare in Europa, e di preservare l'attività sul mercato italiano.

L'impegno per la crescita sul mercato europeo è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, mediante l'incremento delle vendite a clienti finali con l'avvio di programmi strutturati di *marketing* (tra cui l'apertura di una *branch* a Parigi); (ii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del *gas equity*; (iii) sviluppo dei servizi di logistica a supporto delle vendite.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali sono finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente. 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 vantaggio competitivo nel mercato finale, la Divisione perseguirà l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Per il 2006 i volumi di gas naturale venduti complessivamente in Italia e nel resto d'Europa sono previsti, in condizioni climatiche normali, sugli stessi livelli del 2005 (69,5 miliardi di metri cubi, inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo).

Divisione Refining & Marketing

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di circa 800 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto, nonché il progetto di realizzazione di due nuovi oleodotti per collegare la raffineria di Taranto con un nuovo deposito in Campania e con l'impianto petrolchimico della Polimeri Europa di Brindisi; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio (34,22 milioni di tonnellate nel 2005) sono previste in linea con il 2005.

Le vendite sulla rete (8,76 milioni di tonnellate nel 2005) e l'erogato medio per stazione di servizio (2.509 mila litri nel 2005) sono attesi sostanzialmente in linea con il 2005.

PAGINA BIANCA

Bilancio di esercizio 2005

Stato patrimoniale

(euro)		31.12.2004	31.12.2005
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		69.542.699	37.899.411
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		89.217.363	79.190.378
avviamento		475.711.167	445.666.059
immobilizzazioni in corso e acconti		28.896.172	28.018.352
altre		50.315.058	39.960.121
Totale		**713.682.459**	**630.734.321**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		372.353.614	361.085.940
impianti e macchinario		3.519.603.220	3.336.966.261
attrezzature industriali e commerciali		42.966.280	27.355.682
altri beni		61.479.962	57.335.810
immobilizzazioni in corso e acconti		924.051.212	960.691.728
Totale		**4.920.454.288**	**4.743.435.421**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		20.843.222.604	21.048.721.591
- imprese controllate		*20.006.405.460*	*20.318.965.120*
- imprese collegate		*827.943.229*	*723.533.413*
- altre imprese		*8.873.915*	*6.223.058*
crediti:		43.894.213	33.671.984
- verso imprese controllate:		29.449.049	19.155.612
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*19.707.890*	*8.635.171*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*9.741.159*	*10.520.441*
- verso imprese collegate:		5.439.761	5.439.761
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*5.439.761*	*5.439.761*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
- verso altri:		9.005.403	9.076.611
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*9.005.403*	*9.076.611*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
altri titoli		20.123.087	20.041.452
azioni proprie		2.943.105.716	3.978.773.752
per un valore nominale complessivo di 213.388.288 e 260.585.675 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005			
Totale		**23.850.345.620**	**25.081.208.779**
Totale immobilizzazioni		**29.484.482.367**	**30.455.378.521**

(euro)		31.12.2004	31.12.2005
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		356.368.705	384.423.915
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		33.378.102	25.148.672
lavori in corso su ordinazione		10.552.897	12.537.015
prodotti finiti e merci		760.036.572	768.518.514
Totale		**1.160.336.276**	**1.190.628.116**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		4.464.702.706	6.487.658.131
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.431.937.485*	*6.463.058.739*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*32.765.221*	*24.599.392*
verso imprese controllate:		2.912.086.551	2.473.870.100
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.912.081.335*	*2.473.868.090*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*5.216*	*2.010*
verso imprese collegate:		175.775.475	236.096.730
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*175.374.315*	*235.695.493*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*401.160*	*401.237*
crediti tributari:		1.068.001.012	1.005.314.980
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*280.398.316*	*249.413.803*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*787.602.696*	*755.901.177*
imposte anticipate:		656.560.012	724.765.688
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*656.560.012*	*724.765.688*
verso altri:		268.501.593	284.614.969
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*207.404.950*	*198.887.708*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*61.096.643*	*85.727.261*
Totale		**9.545.627.349**	**11.212.320.598**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
azioni proprie per un valore nominale complessivo di 21.006.600 e 17.428.300 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005		286.122.609	237.213.107
altri titoli		230.485.467	230.477.741
Totale		**516.608.076**	**467.690.848**
Disponibilità liquide:	(NOTA N. 7)		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		578.328.200	747.262.769
danaro e valori in cassa		2.646.477	1.721.877
Totale		**580.974.677**	**748.984.646**
Totale attivo circolante		**11.803.546.378**	**13.619.624.208**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 8)	81.949.127	89.231.311
disaggio su prestiti		2.518.600	2.165.600
ratei e altri risconti		79.430.527	87.065.711
TOTALE ATTIVO		**41.369.977.872**	**44.164.234.040**

(euro)		31.12.2004	31.12.2005
PASSIVO			
Patrimonio netto:	(NOTA N. 9)		
Capitale		4.004.424.476	4.005.358.876
Riserve di rivalutazione:		9.926.778.292	9.926.778.292
- 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		*9.839.616.321*	*9.839.616.321*
- legge n. 448/2001		*43.436.276*	*43.436.276*
Riserva legale		958.634.723	958.922.323
Riserva per azioni proprie in portafoglio		3.229.228.324	4.215.986.859
Altre riserve:		6.630.277.253	6.946.995.997
- riserva disponibile		*3.896.086.597*	*5.218.397.291*
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.162.079.348*	*1.128.238.733*
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. 917/1986		*409.886.743*	*409.886.743*
- riserva art. 14 legge n. 342/2000		*73.455.881*	*73.455.881*
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986		*61.924.193*	*62.018.361*
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993		*0*	*29.568.997*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983		*19.181.207*	*19.181.207*
- riserva da avanzo di fusione		*4.464.534*	*4.464.534*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*1.784.250*	*1.784.250*
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		*1.414.500*	*0*
Utile dell'esercizio		4.684.165.492	5.287.660.334
Acconto sul dividendo		0	(1.685.697.998)
Totale		**29.433.508.560**	**29.656.004.683**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		10.600.993	11.541.351
per imposte, anche differite		37.554.732	17.396.557
altri		1.943.210.610	2.719.287.354
Totale		**1.991.366.335**	**2.748.225.262**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(NOTA N. 11)	**202.297.535**	**222.333.779**

(euro)		**31.12.2004**	**31.12.2005**
Debiti:	(NOTA N. 12)		
obbligazioni:		2.000.000.000	2.000.000.000
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*0*	*0*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.000.000.000*	*2.000.000.000*
debiti verso banche:		126.176.785	67.537.123
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*71.261.082*	*43.138.551*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*54.915.703*	*24.398.572*
debiti verso altri finanziatori:		60.679.543	10.461.891
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8.454.255*	*0*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*52.225.288*	*10.461.891*
acconti:		173.831.771	171.418.223
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*173.831.771*	*171.418.223*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*0*	*0*
debiti verso fornitori:		2.299.318.124	3.404.789.490
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.269.443.920*	*3.370.140.729*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*29.874.204*	*34.648.761*
debiti verso imprese controllate:		2.901.301.859	3.563.250.110
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.434.124.329*	*3.206.523.161*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*467.177.530*	*356.726.949*
debiti verso imprese collegate:		117.082.327	158.106.684
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*117.082.327*	*158.106.684*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*0*	*0*
debiti tributari:		1.212.184.500	1.339.770.301
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.212.184.500*	*1.339.770.301*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*0*	*0*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		43.678.101	44.565.381
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*43.482.498*	*44.565.381*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*195.603*	*0*
altri debiti:		327.973.372	346.573.023
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*192.732.101*	*208.177.711*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*135.241.271*	*138.395.312*
Totale		**9.262.226.382**	**11.106.472.226**
Ratei e risconti	(NOTA N. 13)	480.579.060	431.198.090
TOTALE PASSIVO		**41.369.977.872**	**44.164.234.040**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(euro)		31.12.2004	31.12.2005
GARANZIE	(NOTA N. 14)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		5.426.277.221	7.833.315.988
di imprese collegate		4.893.553.355	4.905.549.352
di altri		3.130.714	0
Totale		**10.322.961.290**	**12.738.865.340**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		29.771.629.249	31.408.493.939
di imprese collegate		1.574.950.753	1.507.754.593
proprio		575.764.839	568.206.959
di altri		583.901.767	476.627.195
Totale		**32.506.246.609**	**33.961.082.686**
TOTALE GARANZIE		**42.829.207.898**	**46.699.948.026**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 15)		
Impegni:			
acquisto di beni		5.709.000	98.000.000
vendita di beni		128.000.000	0
beni in *leasing*		58.800.736	48.714.050
contratti derivati di copertura		1.136.939.320	1.634.536.916
altri impegni		286.291.943	214.758.418
Totale		**1.615.740.998**	**1.996.009.384**
Rischi:			
altri		84.311.234	156.500.000
Totale		**84.311.234**	**156.500.000**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**1.700.052.233**	**2.152.509.384**

Conto economico

(euro)		**31.12.2004**	**31.12.2005**
Valore della produzione:	(NOTA N. 16)		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		47.468.338.494	59.037.239.071
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(4.267.542)	109.544.824
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		12.921.331	1.193.615
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		106.744.926	116.485.063
altri ricavi e proventi:		513.328.022	464.269.605
. contributi in conto esercizio		*5.211.689*	*7.080.981*
. altri		*508.116.333*	*457.188.624*
Totale		**48.097.065.231**	**59.728.732.178**
Costi della produzione:	(NOTA N. 17)		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(25.619.369.257)	(36.360.133.987)
per servizi		(5.901.998.648)	(6.320.238.512)
per godimento di beni di terzi		(465.020.824)	(525.179.689)
per il personale:		(797.507.278)	(849.125.590)
- salari e stipendi		*(567.339.555)*	*(589.430.262)*
- oneri sociali		*(173.982.801)*	*(188.215.778)*
- trattamento di fine rapporto		*(44.093.864)*	*(47.354.442)*
- trattamento di quiescenza e simili		*0*	*(1.361.111)*
- altri costi		*(12.091.058)*	*(22.763.997)*
ammortamenti e svalutazioni:		(952.541.791)	(846.026.320)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(243.745.239)*	*(202.201.600)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(657.324.926)*	*(608.884.609)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*(12.396.408)*	*(2.981.054)*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(39.075.218)*	*(31.959.057)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(96.024.105)	(74.162.805)
accantonamenti per rischi		(50.244.764)	(402.998.459)
altri accantonamenti		(136.415.985)	(367.862.126)
oneri diversi di gestione		(10.851.728.875)	(10.725.637.994)
Totale		**(44.870.851.527)**	**(56.471.365.482)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**3.226.213.704**	**3.257.366.696**

(euro)		31.12.2004	31.12.2005
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 18)		
proventi da partecipazioni:		1.831.920.981	3.692.863.528
. da imprese controllate		*1.791.143.947*	*3.648.775.948*
. da imprese collegate		*5.338.635*	*2.709.764*
. da altri		*35.438.399*	*41.377.816*
altri proventi finanziari:		139.604.635	179.544.577
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:		*2.905.832*	*1.415.714*
. da imprese controllate		*2.188.465*	*1.415.418*
. da imprese collegate		*694.715*	*0*
. da altri		*22.652*	*296*
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*12.870*	*3.124*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*6.311.855*	*6.759.130*
- proventi diversi dai precedenti:		*130.374.078*	*171.366.609*
. da imprese controllate		*58.125.102*	*85.674.169*
. da imprese collegate		*36.367.241*	*41.190.749*
. da controllanti		*0*	*0*
. da altri		*35.881.735*	*44.501.691*
interessi e altri oneri finanziari:		(215.524.464)	(147.026.893)
. verso imprese controllate		*(20.734.774)*	*(16.530.871)*
. verso imprese collegate		*(63.742.117)*	*0*
. verso controllanti		*0*	*0*
. verso altri		*(131.047.573)*	*(130.496.022)*
utili e perdite su cambi		12.089.405	(61.799.100)
Totale		**1.768.090.557**	**3.663.582.112**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 19)		
rivalutazioni:		3.375.328	664.259.543
- di partecipazioni		*0*	*663.967.046*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*3.172.929*	*0*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*202.399*	*292.497*
svalutazioni:		(434.704.723)	(892.515.428)
- di partecipazioni		*(434.704.723)*	*(892.515.428)*
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*0*	*0*
Totale delle rettifiche		**(431.329.395)**	**(228.255.885)**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 20)		
proventi		1.640.986.232	211.377.721
oneri		(620.285.277)	(678.630.179)
Totale delle partite straordinarie		**1.020.700.955**	**(467.252.458)**
Risultato prima delle imposte		**5.583.675.821**	**6.225.440.465**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(NOTA N. 21)	(899.510.329)	(937.780.131)
Utile dell'esercizio		**4.684.165.492**	**5.287.660.334**

Nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Utile dell'esercizio	4.684	5.288
Ammortamenti	895	806
Svalutazioni (rivalutazioni)	428	240
Variazioni fondi per rischi e oneri	93	511
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	19	23
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	(57)	(101)
Dividendi	(1.710)	(3.531)
Interessi attivi	(80)	(102)
Interessi passivi	131	137
Diferenze di cambio non realizzate	2	
Oneri (proventi) straordinari	(1.021)	467
Imposte sul reddito	899	938
Altre rettifiche	(2)	5
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	4.281	4.681
Variazioni:		
- rimanenze	94	(37)
- crediti commerciali e diversi	(462)	(1.726)
- ratei e risconti attivi	(26)	(6)
- debiti commerciali e diversi	626	2.102
- ratei e risconti passivi	233	(37)
Flusso di cassa del risultato operativo	4.746	4.977
Dividendi incassati	2.032	3.531
Interessi incassati	75	101
Interessi pagati	(128)	(143)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(34)	(128)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti d'imposta acquistati	(559)	(1.134)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.132**	**7.204**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(172)	(126)
- immobilizzazioni materiali	(874)	(738)
- partecipazioni e azioni proprie	(1.173)	(1.972)
- titoli		
- crediti finanziari	(1.000)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	188	(61)
Flusso di cassa degli investimenti	(3.031)	(2.897)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		3
- immobilizzazioni materiali	13	29
- rami d'azienda	22	(20)
- partecipazioni e azioni proprie	799	793
- titoli	4	
- crediti finanziari	44	33
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	11	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	893	838
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(2.138)**	**(2.059)**

(milioni di euro)	2004	2005
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	310	4
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(524)	(83)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(891)	172
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(2.866)	(5.070)
Acquisto di azioni proprie		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(3.971)**	**(4.977)**
Effetti delle fusioni	**284**	
Flusso di cassa netto del periodo	**307**	**168**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**274**	**581**
Disponibilità liquide a fine periodo	**581**	**749**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	2005
Analisi dei disinvestimenti in rami d'azienda (conferimento a EniMed SpA)	
Attività a lungo termine	
Immobilizzazioni immateriali	3
Immobilizzazioni materiali	275
Attività finanziarie strumentali all'attività operativa	1
Attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	0
Altre attività	56
	335
Attività a breve termine	
Rimanenze	8
Crediti commerciali e diversi	1
Attività finanziarie strumentali all'attività operativa	0
Attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	0
Altre attività	0
	9
Passività a lungo termine	
Passività finanziarie	(46)
Altre passività	(309)
	(355)
Passività a breve termine	
Debiti commerciali e diversi	(1)
Passività finanziarie	(8)
Altre passività	0
	(9)
Effetto netto dei disinvestimenti	(20)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	0
Totale prezzo di vendita	(20)
a dedurre:	
Disponibilità liquide	0
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**(20)**

■ 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, dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da 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[1].
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; 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 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 diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati nel periodo di utilizzazione previsto e nei limiti posti dalla legge o dal contratto. Quando il periodo di utilizzazione non è oggettivamente determinabile, l'ammortamento è effettuato a quote costanti entro un periodo non superiore a 5 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 (v. nota n. 1 "Immobilizzazioni immateriali" della Nota integrativa).
Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione.
Le spese di ricerca e i costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.
Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore recuperabile risulta durevolmente inferiore al valore di iscrizione. Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il valore di mercato, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso 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, i valori delle immobilizzazioni immateriali sono ripristinati 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 relativi al periodo di realizzazione del bene connessi a debiti specifici. 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.

(1) Con riferimento all'art. 4 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 Eni redigerà il bilancio d'esercizio in conformità ai principi contabili internazionali adottati dalla Commissione Europea a partire dal 1° gennaio 2006. Le principali disposizioni *IFRS* che saranno applicate sono indicate nel paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

I principali coefficienti di ammortamento economico-tecnico adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

	Percentuale annua
Terreni e fabbricati	da 0 a 10
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota *UOP*
Impianti specifici di raffineria e logistica	da 6,25 a 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinario	da 4 a 30
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 40

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 riprese di valore sono effettuate applicando gli stessi 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".

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 la perforazione dei pozzi, la costruzione e l'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 alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo i costi 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 con esito minerario negativo o incidentati sono imputati 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, ovvero, nel caso in cui detto valore non sia in grado di riflettere l'effettivo valore recuperabile della partecipazione sulla base dell'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, i valori delle partecipazioni sono ripristinati 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.

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 nei 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, 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.

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 al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi) e le differenze derivanti dall'adeguamento sono iscritte alla voce "Utili e perdite su cambi"; i contratti di copertura sono valutati coerentemente.
L'eventuale utile netto su cambi è accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino al realizzo.

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 realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.
Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione 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 relativamente alle *stock grant* al minore tra il costo di acquisto e il *fair value* (valore equo) delle *stock grant* al momento dell'assegnazione; questo valore è ridotto indirettamente, pro rata temporis, lungo il *vesting period* delle stesse (v. "Ricavi e costi" del presente punto) mediante

accantonamento al "Fondo rischi e oneri - altri". Nel caso di *stock option* le azioni proprie in portafoglio sono iscritte al minore 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. 88 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. 88 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 agli ammortamenti dei beni/costi cui i contributi sono correlati; ai fini fiscali il contributo 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. 88 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. Ai fini fiscali i contributi in conto impianti concorrono a formare il reddito imponibile in quote correlate all'ammortamento dei beni cui si riferiscono, gli altri contributi in conto capitale 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 ricevuti a partire dal 1° gennaio 1993 da imputare, per competenza, a beneficio del conto economico 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, nell'esercizio in cui si assume la decisione di dismissione o di una diversa destinazione dei beni, i costi connessi allo smantellamento e al 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.

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.
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 nel 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 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 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. I rischi relativi al contenzioso sono indicati nella Nota integrativa al bilancio consolidato alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi".

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 iscritti 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;
- 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 e i costi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita dei prodotti e la prestazione di servizi.

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.

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta estera sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Gli effetti economici di contratti derivati di copertura specifica da rischio di cambio di operazioni in moneta estera sono attribuiti ai ricavi e costi relativi.

Trattamento contabile delle *stock grant* e delle *stock option*

A partire dal bilancio dell'esercizio 2003 i costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente, incrementato degli eventuali oneri a carico del datore di lavoro (oneri sociali e TFR) calcolati sulla base del valore normale delle azioni (media dei prezzi ufficiali dell'ultimo mese dell'esercizio); la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (*vesting period*)[2]. Il *fair value* delle *stock grant* (per le assegnazioni 2005: 20,0806 euro) 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 option* (per le assegnazioni 2005: 3,333 euro) 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. La rilevazione del costo delle *stock grant* è effettuata 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 di 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 alla voce "Oneri finanziari - altri" e "Proventi finanziari - altri".

(2) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assegnazione del diritto di opzione 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.

Il costo complessivo delle *stock grant* e delle *stock option* assegnate nel 2005 ai dirigenti a ruolo di Eni SpA ammonta a 37 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
Fair value delle *stock grant*	18
Fair value delle *stock option*	12
Oneri sociali e TFR sul valore normale delle *stock grant*	7
	37

Il costo di competenza dell'esercizio 2005 ammonta a 14 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
Assegnazione 2003	7
Assegnazione 2004	7
Assegnazione 2005	6
Imposte anticipate	(6)
	14

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Imposte sul reddito

A decorrere dall'esercizio 2004 Eni SpA e le società controllate[3] che hanno esercitato l'opzione per il regime fiscale del Consolidato fiscale nazionale determinano l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra Eni SpA e le predette società controllate sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del consolidato nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale, (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione pari al relativo risparmio d'imposta realizzato da Eni SpA se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate. Conseguentemente l'Ires corrente è calcolata sulla base della stima: (i) del reddito imponibile di Eni SpA; (ii) del reddito imponibile negativo delle controllate senza prospettive di redditività partecipanti al Consolidato nazionale perché il relativo risparmio d'imposta rimane acquisito da Eni SpA; (iii) del reddito imponibile delle sue controllate e collegate residenti in paesi con regimi fiscali privilegiati, proporzionalmente alla partecipazione detenuta, qualora ricorrano le condizioni per la tassazione per imputazione prevista dagli articoli 167 e 168 del D.P.R. 917/1986.

Il debito per imposte è rilevato alla voce "Debiti tributari" al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e, in genere, dei crediti di imposta. Alla stessa voce "Debiti tributari" è iscritta l'Ires corrente calcolata sulla base della stima degli imponibili positivi e negativi delle società controllate che hanno aderito al Consolidato fiscale nazionale, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e dei crediti d'imposta di competenza delle società stesse; in contropartita al debito per imposte sono iscritti i corrispondenti crediti di Eni SpA verso le stesse società per l'imposta corrente corrispondente agli imponibili positivi trasferiti nell'ambito del Consolidato fiscale nazionale. Il debito per le compensazioni dovute alle società controllate con imponibile negativo e con prospettive di redditività è rilevato alla voce "Debiti verso imprese controllate".

L'Ires differita e anticipata è calcolata sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori fiscali delle stesse società relativamente alle quali è calcolata l'Ires corrente. 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 diffe-

(3) Le società controllate di seguito indicate hanno esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale: AgipFuel SpA, Ecofuel SpA, Eni Gas & Power Deutschland SpA, Enifin SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, GNL Italia SpA, Ieoc SpA, Isaf SpA, Italgas SpA, Napoletana Gas SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Padana Assicurazioni SpA, Servizi Aerei SpA, Snamprogetti SpA, Snam Rete Gas SpA, Società Petrolifera Italiana SpA, Sofid SpA, Sofid Sim SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Syndial SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd.

rite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo è iscritto alla voce "Crediti - imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite".
L'Irap corrente, differita e anticipata è determinata esclusivamente con riferimento a Eni SpA.

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 15.
I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli *interest rate swap* e sui contratti "*collar*" 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 coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura; pertanto i contratti derivati di copertura dal rischio di cambio di attività e passività sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi (componente valutaria) sono iscritti alla voce "Utili e perdite su cambi" con contropartita alla voce "Ratei e risconti". 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 (componente finanziaria).
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 utili e le perdite sono classificati coerentemente all'attività, passività o impegno 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 imputati a conto economico se costituiscono un differimento di perdite.

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, svolti 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 realizzazione di impianti dimostrativi di ricerca applicata sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e sviluppo", per rappresentare la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui i costi vengono sostenuti in relazione alle incertezze sullo sfruttamento commerciale della ricerca. 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 che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.

Costi di ristrutturazione

I costi connessi agli 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.

■ Note al bilancio e altre informazioni

11 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2005 (1)
Costi di ricerca e di sviluppo		76		(76)			136
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	70	12	(1)	(55)	12	38	463
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	89	17		(28)	1	79	215
Avviamento	476			(31)	1	446	121
Immobilizzazioni in corso e acconti	29	16	(2)		(15)	28	
Altre	50	5	(4)	(12)	1	40	121
	714	**126**	**(7)**	**(202)**		**631**	**1.056**

(1) Di cui 5 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione.

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (43 milioni di euro) e i costi per il progetto *EST - Eni Slurry Technology* (33 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 38 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 79 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (36 milioni di euro), Caldarosa (26 milioni di euro), nonché di Anemone e Azalea (7 milioni di euro). L'ammortamento delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

L'*avviamento* di 446 milioni di euro riguarda il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più (430 milioni di euro) ammortizzato in 20 anni (periodo medio storico di durata dei rapporti con i clienti), nonché le somme corrisposte a titolo di avviamento in occasione dell'acquisto di rami di azienda (ammortizzate, in relazione alla natura, in cinque o dieci anni).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 28 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 40 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) 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 da Eni nell'area della Val d'Agri (21 milioni di euro); (ii) i costi per migliorie su beni di terzi non economicamente separabili (7 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2005 (1)
Terreni e fabbricati	372	1	(16)	(19)	23	361	468
Impianti e macchinario	3.520	232	(248)	(555)	388	3.337	11.950
Attrezzature industriali e commerciali	43			(23)	7	27	157
Altri beni	61	4		(19)	11	57	279
Immobilizzazioni in corso e acconti	924	501	(40)		(424)	961	
	4.920	**738**	**(304)**	**(616)**	**5**	**4.743**	**12.854**

(1) Di cui 226 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione. Le svalutazioni operate riflettono il valore recuperabile dell'attività determinato tenendo conto del loro concorso alla futura produzione di risultati economici.

I *terreni e fabbricati* (361 milioni di euro) riguardano terreni (180 milioni di euro), fabbricati industriali e commerciali (171 milioni di euro) e fabbricati civili (10 milioni di euro).
Gli *impianti e macchinario* (3.337 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.939 milioni di euro), impianti di distribuzione carburanti (672 milioni di euro) e impianti di raffinazione (483 milioni di euro).
Gli *altri beni* (57 milioni di euro) riguardano essenzialmente attrezzature informatiche (34 milioni di euro).
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (961 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi 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* di 304 milioni di euro riguardano essenzialmente i conferimenti e le cessioni di rami d'azienda, in particolare il conferimento di *asset* minerari alla EniMed (275 milioni di euro).
Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.
Le immobilizzazioni materiali includono beni gratuitamente devolvibili per 76 milioni di euro, di cui 68 riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 8 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.
Sulle immobilizzazioni sono iscritte ipoteche (114 milioni di euro) a garanzia di mutui concessi; al 31 dicembre 2005 l'impegno effettivo ammonta a 6 milioni di euro. Il valore contabile delle immobilizzazioni su cui sono iscritte ipoteche ammonta a 148 milioni di euro.

Impianti e macchinario

(milioni di euro)	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2005
Saldo iniziale	**15.699**	**(11.852)**	**(327)**	**3.520**
Movimenti dell'esercizio				
Incrementi per:				
- acquisizioni	232			232
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	388			388
Decrementi per:				
- ammortamenti		(549)		(549)
- svalutazioni			(6)	(6)
- conferimenti	(937)	600	107	(230)
- cessioni e radiazioni	(95)	77		(18)
Saldo finale	**15.287**	**(11.724)**	**(226)**	**3.337**

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

	Leggi di rivalutazione		Rivalutazioni volontarie		Disavanzi di fusione	
(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Immobilizzazioni materiali						
Terreni e fabbricati:						
- costo	211	202	6	6	14	14
- fondo ammortamento e svalutazione	(94)	(101)	(6)	(6)	(6)	(7)
	117	**101**			**8**	**7**
Impianti e macchinario:						
- costo	2.877	2.722	16	15	1.483	1.397
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.465)	(2.431)	(16)	(15)	(1.348)	(1.280)
	412	**291**			**135**	**117**
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	39	39			2	2
- fondo ammortamento e svalutazione	(15)	(22)			(2)	(2)
	24	**17**				
Altri beni:						
- costo	11	11			10	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(11)	(11)			(10)	(10)
Immobilizzazioni immateriali						
Concessioni:						
- costo	17	17				
- fondo ammortamento e svalutazione	(17)	(17)				
Totale:						
- costo	3.155	2.991	22	21	1.509	1.423
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.602)	(2.582)	(22)	(21)	(1.366)	(1.299)
	553	**409**			**143**	**124**

Le leggi di rivalutazione riguardano:

(milioni di euro)

Leggi	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
D.L. 14.02.1948	..	..	..
Legge n. 576/1975	49	(47)	2
Legge n. 72/1983	176	(161)	15
Legge n. 413/1991	88	(65)	23
Legge n. 342/2000	2.678	(2.309)	369
	2.991	**(2.582)**	**409**

Le rivalutazioni volontarie sono state effettuate dalla Mach SpA incorporata dall'AgipPetroli SpA nel 1982.
I disavanzi di fusione riguardano le incorporazioni delle seguenti società:

(milioni di euro)

Società	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
Agip SpA in Eni SpA	1.293	(1.179)	114
Agip Raffinazione SpA in AgipPetroli SpA	26	(26)	
IP SpA in AgipPetroli SpA	104	(94)	10
	1.423	**(1.299)**	**124**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Interventi sul capitale	Acquisizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005
Partecipazioni in:							
- imprese controllate	20.006	896	236	(51)	(228)	(540)	20.319
- imprese collegate	828	2	4	(110)			724
- altre imprese	9			(2)		(1)	6
	20.843	**898**	**240**	**(163)**	**(228)**	**(541)**	**21.049**

Gli interventi sui capitali (898 milioni di euro) riguardano essenzialmente la Syndial SpA (680 milioni di euro) e l'Eni International BV (211 milioni di euro).
Le acquisizioni (240 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) l'acquisto da Italgas SpA del 100% del capitale sociale di Italgas Hellas SpA (198 milioni di euro); (ii) la costituzione della Ieoc SpA (100% Eni) (25 milioni di euro); (iii) l'acquisto dalla Polimeri Europa SpA dello 0,55559% del capitale sociale di EniPower SpA (11 milioni di euro).

Le alienazioni (163 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la cessione alla Erg SpA della partecipazione posseduta (28% Eni) nella Erg Raffinerie Mediterranee SpA a seguito degli accordi intervenuti sull'esercizio anticipato da parte della stessa dell'opzione di acquisto concessale (100 milioni di euro); (ii) la cessione all'api - anonima petroli italiana SpA del 100% della partecipazione nella Italiana Petroli SpA (51 milioni di euro); (iii) la cessione a Eni Russia BV della partecipazione posseduta (50%) nella Geopromtrans Llc (10 milioni di euro).

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 228 milioni di euro è indicata alla nota 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Le altre variazioni (541 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la quota di competenza Eni (453 milioni di euro) del dividendo straordinario di Snam Rete Gas SpA imputato a decremento della partecipazione (v. Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari - Stato patrimoniale - Partecipazioni, nota 4); (ii) il conferimento della partecipazione nell'Eni Congo Holding BV (87 milioni di euro) (v. nota 18).

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2005, 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 di 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 31.12.2005

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2005 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2005 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									
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000,00	10,20000	1		1	1	
Adriaplin doo [1]	Lubiana	SIT	3.105.000.000,00	51,00000	14		14	10	(4)
Afi Hotels 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	..		..	..	..
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000,00	100,00000	3		3	24	21
AgipRete SpA [1]	Roma	EUR	15.480.000,00	100,00000	15		15	26	11
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	S. Martino Trecate	EUR	5.680.950,00	50,00000					
Distribuidora de Gas Cuyana SA [1]	Buenos Aires	ARS	202.351.288,00	6,84000	14		14	13	(1)
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000,00	100,00000	48		48	261	213
Energy Maintenance Services SpA	S. Donato Milanese	EUR	9.020.216,00	49,99999	5		5	10	5
Eni Corporate University SpA	S. Donato Milanese	EUR	3.360.000,00	100,00000	3		3	5	2
Eni Gas & Power Deutschland SpA	S. Donato Milanese	EUR	5.543.728,00	100,00000	6		6	12	6
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	43		43	54	11
Eni International BV	Amsterdam	EUR	641.683.425,00	100,00000	4.874		4.874	13.231	8.357
Eni International Resources Ltd	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..		..	..	..
Eni Investments Plc	Londra	GBP	2.750.050.000,00	99,99999	3.926		3.926	4.137	211
Eni Medio Oriente SpA	S. Donato Milanese	EUR	824.000,00	100,00000	..		..	..	..
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000,00	100,00000	116		116	196	80
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington	USD	100.000.000,00	100,00000	649		649	991	342
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000,00	100,00000	716		716	1.028	312
EniPower SpA	S. Donato Milanese	EUR	944.947.849,00	100,00000	955		955	1.000	45
EniTecnologie SpA	S. Donato Milanese	EUR	28.612.000,00	100,00000	31		31	31	
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000,00	100,00000	24		24	39	15
Hotel Assets Ltd	Londra	GBP	44.005.000,00	100,00000	11		11	11	
Ieoc SpA	S. Donato Milanese	EUR	25.000.000,00	100,00000	25		25	25	
Immobiliare Est SpA	S. Donato Milanese	EUR	25.820.000,00	100,00000	19		19	19	
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	60.012.000,00	76,00000	75		75	, 32	(43)
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000,00	100,00000	198		198	195	(3)
LNG Shipping SpA	S. Donato Milanese	EUR	240.900.000,00	100,00000	285		285	335	50
Padana Assicurazioni SpA	S. Donato Milanese	EUR	15.600.000,00	26,75000	5		5	67	62
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000,00	100,00000	1.379		1.379	1.510	131
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479,00	100,00000	74		74	100	26
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660,00	100,00000	123		123	108	(15)
Saipem SpA [2]	S. Donato Milanese	EUR	441.410.900,00	42,91315	430		430	713	283
Servizi Aerei SpA [1]	S. Donato Milanese	EUR	27.917.238,00	100,00000	28		28	30	2
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000,00	100,00000	2		2	2	
Sieco SpA	S. Donato Milanese	EUR	13.427.419,08	100,00000	14		14	16	2
Snamprogetti SpA	S. Donato Milanese	EUR	103.200.000,00	100,00000	93		93	232	139
Snam Rete Gas SpA [3]	S. Donato Milanese	EUR	1.955.766.700,00	50,04907	1.991		1.991	1.991	
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	99,61198	242		242	398	156
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	S. Donato Milanese	EUR	130.000.000,00	100,00000	253		253	403	150

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2005 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2005 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
imprese controllate segue									
Società Italiana per il Gas pA - Italgas	Torino	EUR	239.844.822,00	100,00000	2.019		2.019	2.646	627
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Milanese	EUR	37.980.800,00	99,96413	36		36	63	27
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	S. Donato Milanese	EUR	152.205.500,00	100,00000	1.136		1.136	1.370	234
Syndial SpA (4)	S. Donato Milanese	EUR	397.798.804,00	99,99918	123		123	123	
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000,00	50,00000	7		7	21	14
Tigaz Rt (1)	Hajdúszoboszló	HUF	17.000.000.000,00	50,00000	224		224	194	(30)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	EUR	1.098.000,00	100,00000	51		51	84	33
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000,00	50,00000	31		31	63	32
Totale imprese controllate					**20.319**		**20.319**	**31.822**	**11.503**
imprese collegate									
Acam Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500,00	48,99993	6		6	6	
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	160.457.190,00	31,35000	60		60	41	(19)
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	68.012.000,00	25,00000	18		18	16	(2)
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300,00	50,00000	..		..	..	..
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500,00	50,00000	..		..	..	..
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo	EUR	171.143.000,00	50,00000	170		170	172	2
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000,00	25,00000	..		..	..	..
Setgas SA	Setubal	EUR	9.000.000,00	21,87083	2		2	4	2
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	50,00000	25		25	60	35
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000,00	0,00020	..		..	..	..
Transmed SpA	Milano	EUR	120.000,00	50,00000	..		..	..	..
Unión Fenosa Gas SA	Madrid	EUR	32.772.000,00	50,00000	442		442	459	17
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876,00	2,81537	1		1	1	
Totale imprese collegate					**724**		**724**	**759**	**35**
Totale imprese controllate e collegate					**21.043**		**21.043**	**32.581**	**11.538**

(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) La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (13,793 euro per azione) ammonta a 2.613 milioni di euro.
(3) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (3,47 euro per azione) ammonta a 3.397 milioni di euro.
(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. 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:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 43 milioni di euro;
- Italgas Hellas SpA, il cui valore di iscrizione di 198 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 123 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 15 milioni di euro;

- Tigaz Rt, il cui valore di iscrizione di 224 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 30 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 19 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazioni dei disavanzi di fusione e di scissione

	Leggi di rivalutazione		Disavanzi di fusione		Disavanzo da scissione		Legge n. 292/1993	
(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Transmediterranean 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 (2)	1	1					141	141
Snamprogetti SpA (1)	2	2					8	8
Fiorentina Gas Clienti SpA					7	7		
Adriaplin Doo					5	5		
Inversora de Gas Cuyana SA					5	5		
Tigaz Rt					82	82		
Distribuidora de Gas del Centro SA					1	1		
Inversora de Gas del Centro SA					6	6		
	16	**16**	**245**	**245**	**106**	**106**	**636**	**636**

(1) Legge n. 72/1983.
(2) Legge n. 576/1975.

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 l'attribuzione di un maggior valore dalla partecipazione nella Saipem effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA. Il "Disavanzo da scissione" riguarda l'attribuzione di un maggior valore alle partecipazioni indicate in sede di allocazione del disavanzo derivante dalla scissione parziale di Italgas a favore Eni effettuata nel 2004.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Concessioni e acquisizioni	Riscossioni e cessioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2005
Crediti verso imprese controllate	30		(11)		19
Crediti verso imprese collegate	5				5
Crediti verso altri	9				9
	44		**(11)**		**33**

I *crediti verso imprese controllate* (19 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso Snam Rete Gas SpA (8 milioni di euro), Sofid SpA (8 milioni di euro) e Stoccaggi Gas Italia SpA (3 milioni di euro).

I *crediti verso altri* (9 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:

	Valore netto al 31.12.2004				Valore netto al 31.12.2005			
(milioni di euro)	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	10	20	30		10	9	19	
Crediti verso imprese collegate		5	5	5		5	5	5
Crediti verso altri		9	9	3		9	9	3
	10	**34**	**44**	**8**	**10**	**23**	**33**	**8**

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 3.979 milioni di euro hanno carattere di investimento permanente.
Nell'esercizio sono state acquistate n. 47.064.587 azioni del valore nominale di 1 euro, pari all'1,18% del capitale sociale, per il corrispettivo di 1.034 milioni di euro (in media 21,966 euro per azione).
Al 31 dicembre 2005 le azioni proprie in portafoglio immobilizzate sono n. 260.585.675, pari al 6,5% del capitale sociale, per un costo di 3.979 milioni di euro (in media 15,269 euro per azione). La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (23,460 euro per azione) ammonta a 6.113 milioni di euro.
L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

24 Attivo circolante - rimanenze

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Valore netto al 31.12.2005 (*)
Materie prime, sussidiarie e di consumo	356	384
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	33	25
Lavori in corso su ordinazione	11	13
Prodotti finiti e merci	760	769
	1.160	**1.191**

(*) Nell'esercizio sono state conferite rimanenze del valore complessivo di 12 milioni di euro appartenenti ai rami d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed (7 milioni di euro) e "Trasporto estero Germania" a Eni Gas & Power Deutschland SpA (5 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2005 le rimanenze sono costituite principalmente:
- per le *materie prime sussidiarie e di consumo* da greggio (293 milioni di euro);
- per i *prodotti in corso di lavorazione e semilavorati* da nafte in deposito presso le raffinerie (25 milioni di euro);
- per i *prodotti finiti e merci*, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (611 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (157 milioni di euro).

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 13 milioni di euro che nell'esercizio ha avuto i seguenti movimenti:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Stanziamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2005
Materie prime, sussidiarie e di consumo	15		(3)	12
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati				
Lavori in corso su ordinazione				
Prodotti finiti e merci	1			1
Totale	**16**		(3)	13

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 1.820 milioni di euro (769 milioni di euro al 31 dicembre 2004) ed è relativa principalmente: (i) ai prodotti petroliferi (1.077 milioni di euro); (ii) ai greggi (479 milioni di euro); (iii) al gas naturale (188 milioni di euro).
Nelle rimanenze sono inclusi 4,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R. 31 gennaio 2001, n. 22 iscritte per il valore di 500 milioni di euro. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle attività produttive.

Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è indicata nella tabella seguente:

	Valore netto al 31.12.2004			Valore netto al 31.12.2005		
(milioni di euro)	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	4.432	33	4.465	6.463	25	6.488
- imprese controllate	1.785		1.785	1.409		1.409
- imprese collegate	139		139	191		191
- altri						
	6.356	**33**	**6.389**	**8.063**	**25**	**8.088**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari	1.000		1.000	1.000		1.000
. altri	127		127	65		65
- imprese collegate:						
. finanziari	22		22			
. altri	15		15	45		45
- crediti tributari	280	788	1.068	249	756	1.005
- crediti per imposte anticipate		657	657		725	725
- altri	207	61	268	199	86	285
	1.651	**1.506**	**3.157**	**1.558**	**1.567**	**3.125**

(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 2004 e 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.
I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti (267 milioni di euro) e del fondo svalutazione crediti per interessi di mora (7 milioni di euro) che nell'esercizio hanno avuto i seguenti movimenti:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Riclassifiche (*)	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2005
Crediti:					
- verso clienti	157	(1)	32	(17)	171
- verso imprese controllate	5	(5)			
- verso imprese collegate	16	1			17
- tributari	14			(3)	11
- verso altri (*)	14	61			75
Totale	**206**	**56**	**32**	**(20)**	**274**

(*) Riguarda essenzialmente la riclassifica dalla voce "Fondi per rischi e oneri" del fondo costituito nel 2004 a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA (62 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso clienti* di 6.488 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi (2.679 milioni di euro) e di gas naturale (3.745 milioni di euro).
I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 1.409 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi (757 milioni di euro), riferiti in particolare all'AgipFuel SpA (476 milioni di euro), all'Agip España SA (66 milioni di euro) e alla Polimeri Europa SpA (53 milioni di euro), nonché i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale (416 milioni di euro), riferiti essenzialmente all'EniPower SpA (183 milioni di euro), all'Eni Gas Trading Europe BV (72 milioni di euro), alla Fiorentina Gas Clienti SpA (50 milioni di euro) e alla Napoletana Gas Clienti SpA (46 milioni di euro).
I *crediti commerciali verso imprese collegate* di 191 milioni di euro riguardano principalmente i crediti per la cessione di gas naturale alla Toscana Gas Clienti SpA (46 milioni di euro), alla Promgas SpA (44 milioni di euro), alla Trans Austria Gasleitung GmbH (43 milioni di euro) e alla Siciliana Gas Vendite SpA (13 milioni di euro), nonché i crediti verso la Raffineria di Milazzo ScpA (10 milioni di euro).
I *crediti diversi verso imprese controllate* di 1.065 milioni di euro riguardano essenzialmente un credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA (1.000 milioni di euro).
I *crediti diversi verso imprese collegate* di 45 milioni di euro riguardano i crediti verso la Blue Stream Pipeline Co Ltd per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima.
I *crediti tributari* di 1.005 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti per Iva, per accise, imposte di consumo e altre imposte indirette (149 milioni di euro) e i crediti di imposta per 775 milioni di euro, così costituiti:

(milioni di euro)	
Crediti di imposta chiesti a rimborso	471
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	293
Altri crediti	22
Fondo svalutazione crediti di imposta	(11)
	775

La diminuzione dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2004 di 31 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	
Crediti al 31 dicembre 2004	**806**
Interessi su crediti di imposta	14
Rimborsi	(48)
Utilizzo del fondo svalutazione crediti di imposta	3
Crediti al 31 dicembre 2005	**775**

I *crediti per imposte anticipate* di 725 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali ai fini Ires di seguito analizzati:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Imposte anticipate su:		
- fondi rischi e oneri	721	987
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	401	232
- ammortamenti e svalutazioni non deducibili	101	134
- altre	27	33
	1.250	**1.386**
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati e eccedenti	(520)	(627)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(27)	(20)
- svalutazione eccedente di crediti	(30)	(28)
- altre	(16)	14
	(593)	**(661)**
	657	**725**

L'Ires anticipata e differita è determinata applicando l'aliquota del 33% (stessa aliquota del 2004).
L'aumento del credito per imposte anticipate di 68 milioni euro deriva essenzialmente: (i) dalle imposte differite nette stanziate nell'esercizio sulle differenze temporanee originate dalle rettifiche di valore e dagli accantonamenti effettuati da Eni SpA (166 milioni di euro) e dalla Syndial SpA[4] (100 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che per effetto del decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi (169 milioni di euro); (ii) dalle imposte differite relative alla deduzione extracontabile di ammortamenti eccedenti la quota economica tecnica (107 milioni di euro).
Nella determinazione dei crediti per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.
Le imposte imputate a conto economico sono analizzate alla nota n. 21 "Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate".
I *crediti diversi verso altri* di 285 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i crediti verso terzi per anticipi concessi (90 milioni di euro); (ii) i crediti verso terzi per rapporti in *joint venture* (46 milioni di euro); (iii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (30 milioni di euro); (iv) i contributi già deliberati dagli enti competenti (15 milioni di euro).

(4) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni, solo le società prive di prospettive di redditività non hanno diritto alla retrocessione del risparmio di imposta determinato dal proprio reddito imponibile. (v. Criteri di valutazione - Imposte sul reddito).

L'analisi dei crediti per area geografica è la seguente:

(milioni di euro)	Italia	Altri paesi dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Totale
Crediti:							
- verso clienti	4.887	385	683	378	145	10	6.488
- verso imprese controllate	2.109	207	10	29	38	81	2.474
- verso imprese collegate	93	136	7				236
- verso altri	284		1				285
Totale	**7.373**	**728**	**701**	**407**	**183**	**91**	**9.483**

5 Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Attivo circolante - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 237 milioni di euro riguardano n. 17.428.300 azioni proprie (costo medio 13,61 euro), pari allo 0,44% del capitale sociale, al servizio del piano di *stock option* 2002-2004 e 2005 (14.004.500 azioni) e del piano di *stock grant* 2003-2005 (3.423.800 azioni), come da delibere delle assemblee di Eni, del 30 maggio 2002, del 30 maggio 2003 e del 27 maggio 2005 (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione):

(numero)	Stock option	Stock grant	Totale
Azioni proprie al servizio dei piani	15.000.000	6.500.000	21.500.000
Riclassifica (Assemblea del 27 maggio 2005)	2.658.400	(2.658.400)	
Diritti esercitati	(3.460.400)	(402.900)	(3.863.300)
Diritti decaduti	(193.500)	(14.900)	(208.400)
	14.004.500	**3.423.800**	**17.428.300**

Al 31 dicembre 2005 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 3.127.200 *stock grant* e di n. 13.379.600 *stock option*; relativamente a queste ultime, il prezzo di esercizio è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 903.100), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.106.500), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.659.000) e di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 4.711.000). La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (23,460 euro per azione) ammonta a 387 milioni di euro.

Attivo circolante - Altri titoli

Gli *altri titoli* di 230 milioni di euro riguardano essenzialmente Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta. Il valore medio di mercato dei Certificati di Credito del Tesoro del mese di dicembre 2005 è di 231 milioni di euro.

7 Disponibilità liquide

Le *disponibilità liquide* (749 milioni di euro) aumentano di 168 milioni di euro e sono depositate principalmente presso Enifin SpA (721 milioni di euro).

28. Ratei e risconti attivi

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Noleggi e locazioni	22	20
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate e collegate	6	8
- su titoli di Stato (CCT)	3	4
Disaggio su prestiti	3	2
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	5	4
Altri ratei e risconti attivi	43	51
	82	**89**

I ratei e risconti attivi a breve termine ammontano a 74 milioni di euro (82 milioni di euro al 31 dicembre 2004). I ratei e risconti attivi aventi durata superiore a 5 anni ammontano a 6 milioni di euro.

29. Patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Capitale sociale	4.004	4.005
Riserve di rivalutazione:	9.926	9.926
- 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	9.839	9.839
- legge n. 448/2001	43	43
Riserva legale	959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	3.229	4.216
Altre riserve:	6.631	6.948
- riserva disponibile	3.896	5.219
- riserva per acquisto azioni proprie	2.163	1.129
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	410	410
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	62
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/1993		30
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	19
- riserva da avanzo di fusione	4	4
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	2	
Utile dell'esercizio	4.684	5.288
Acconto sul dividendo		(1.686)
	29.433	**29.656**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2005, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 278.013.975 azioni, pari al 6,94%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.513.613.286 azioni, pari al 62,76%, di proprietà di altri azionisti[5].

Nel corso del 2005 sono state emesse n. 934.400 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di *stock grant* 2002, di cui n. 883.300 azioni, alla scadenza del piano e n. 51.100 azioni, a seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro verificatesi prima della scadenza (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione).

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA e Somicem SpA di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini 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, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) 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 di rivalutazione derivano 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. Parte delle riserve (8.000 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,3 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 27 maggio 2005 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 4.216 milioni di euro è a fronte del valore di iscrizione di n. 278.013.975 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2005 rilevato quanto a 260.585.675 (3.979 milioni di euro) nelle immobilizzazioni finanziarie e quanto a 17.428.300 (237 milioni di euro) nell'attivo circolante. L'incremento di 987 milioni di euro è dovuto alla riclassifica dalla riserva per acquisto azioni proprie di 1.034 milioni di euro connessa agli acquisti di n. 47.064.587 azioni effettuati nell'anno, parzialmente assorbito dalle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (30 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (17 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,1 milioni di euro) a seguito della vendita/assegnazione di azioni proprie al servizio di piani di *stock option* e di *stock grant* avvenuta nel 2005 a favore di dirigenti del Gruppo. La riclassifica è stata effettuata in misura proporzionale alle riserve utilizzate per la costituzione della Riserva per acquisto azioni proprie di originari 5.400 milioni di euro: "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (3.389 milioni di euro), "Riserva disponibile"(2.000 milioni di euro) e "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (11 milioni di euro).

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva disponibile:* 5.219 milioni di euro con un incremento di 1.323 milioni di euro dovuto: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2004 di 1.300 milioni di euro (come da delibera del 27 maggio 2005 dell'Assemblea); (ii) alla riclassifica dalla riserva per azioni proprie in portafoglio di 17 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (iii) all'imputazione a conto economico del costo di competenza di esercizio delle *stock option* assegnate nel 2003, nel 2004 e nel 2005 di 5 milioni di euro; (iv) alla riclassifica dalla riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile di 1 milione di euro.

(5) Al 31 dicembre 2005 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

La riserva è vincolata per 85 milioni di euro al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativi ai seguenti progetti di investimento: (i) ammodernamento raffineria di Taranto per 50 milioni di euro, (ii) ammodernamento raffineria di Gela per 21 milioni di euro, (iii) ammodernamento raffineria di Priolo per 11 milioni di euro, (iv) ammodernamento deposito di Palermo per 2 milioni di euro, (v) ammodernamento deposito di Vibo Valentia per 1 milione di euro;

- *riserva per acquisto azioni proprie:* 1.129 milioni di euro, con una diminuzione di 1.034 milioni di euro connessa alla riclassifica alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" del costo di n. 47.064.587 azioni proprie acquistate nell'esercizio;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986:* 410 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo. La riserva è disponibile per 403 milioni di euro a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *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 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- *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 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 conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,1 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" conseguente alle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni;
- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993:* 30 milioni di euro. Accoglie la riclassifica dalla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva ricostituita trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983:* 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva da avanzo di fusione:* 4 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 2003 della incorporata EniData effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo, alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *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 Fondenergia 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. 172, comma 5, 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; quanto a 0,06 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione della corrispondente riserva risultante dal bilancio al 31 dicembre 2003, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2003, della incorporata EniData. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires;
- *riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile:* si riduce integralmente a fronte dell'emissione di n. 934.400 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* e a seguito della riclassifica a riserva disponibile di 1 milione di euro.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.686 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21 settembre 2005 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-*bis*, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di euro)	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. 88 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 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		
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**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)																		(2.828)	(2.828)
Destinazione dell'utile residuo 2003																	22	(22)	
Acquisto azioni proprie					70	(70)													
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano *stock grant* e *stock option*	1				(5)										(1)		5		
Costo di competenza delle *stock option* assegnate																	3		3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA									43								(43)		
Attribuzione avanzo da fusione EniData SpA		3					4												7
Riclassifiche								(775)		(84)							859		
Incasso contributi in conto capitale									1										1
Utile dell'esercizio																		4.684	4.684
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**9.839**	**87**	**959**	**3.229**	**2.163**	**4**		**410**		**74**	**62**		**19**	**2**	**1**	**3.896**	**4.684**	**29.433**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di euro)	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 da conferimenti in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	Riserva ex art. 14 legge n. 342/2000	Conferimenti dello Stato leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	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	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2004	4.004	9.839	87	959	3.229	2.163	4	410	74	62		19	2	1	3.896		4.684	29.433
Attribuzione del dividendo (0,90 euro per azione)																	(3.384)	(3.384)
Destinazione dell'utile residuo 2004															1.300		(1.300)	
Acquisto azioni proprie					1.034	(1.034)												
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano *stock grant* e *stock option*	1												(2)		1			
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano *stock grant* e *stock option*-bis					(47)						30				17			
Costo di competenza delle *stock option* assegnate															5			5
Riclassifiche																		
Acconto sul dividendo																(1.686)		(1.686)
Utile dell'esercizio																	5.288	5.288
Saldi al 31 dicembre 2005	4.005	9.839	87	959	4.216	1.129	4	410	74	62	30	19		1	5.219	(1.686)	5.288	29.656

Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(milioni di euro)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
CAPITALE	**4.005**		
RISERVE DI CAPITALE			
Riserve di rivalutazione	9.926	A,B,C	9.926
Riserva per azioni proprie in portafoglio	2.655	-	
Riserva per acquisto di azioni proprie	711	-	
Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	A,B,C	62
Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	30	A,B,C	30
RISERVE DI UTILI			
Riserva disponibile	5.134	A,B,C	5.134
Riserva per azioni proprie in portafoglio	1.561	-	
Riserva legale	959	B	
Riserva per acquisto di azioni proprie	418	-	
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	403	A,B,C	403
Riserva disponibile legge n. 488/1992 (1)	85	B	
Riserva art.14 legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986 (2)	7	B	
Riserva da avanzo di fusione	4	A,B,C	4
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Utile dell'esercizio	5.288	A,B,C	5.288
Acconto sul dividendo	(1.686)		(1.686)
Totale	**29.656**		**19.255**
Quota non distribuibile			
Residua quota distribuibile			**19.255**

A: Disponibile per aumento di capitale;
B: Disponibile per copertura perdite;
C: Disponibile per distribuzione ai soci.
(1) Corrispondente alla parte della riserva vincolata ai fini dell'ottenimento delle agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992, relativamente ai progetti di investimento indicati nella Nota integrativa.
(2) La riserva da contributi in conto capitale per 7 milioni di euro corrisponde alla parte della riserva non ancora resasi disponibile a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono.

Relativamente all'utilizzo nei tre esercizi precedenti delle riserve si rinvia al "Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto". Con riferimento alle riserve per acquisto azioni proprie, la variazione intervenuta negli ultimi tre esercizi di 1.433 milioni di euro è da attribuirsi quanto a 902 milioni di euro a riserva di capitale e quanto a 531 milioni di euro a riserva di utili. Con riferimento alle riserve per azioni proprie in portafoglio, la variazione intervenuta negli ultimi tre esercizi di 1.488 milioni di euro è da attribuirsi quanto a 868 milioni di euro a riserva di capitale e quanto a 510 milioni di euro a riserva di utili.
Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 1.912 milioni di euro.
Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e di accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a 9.442 milioni di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (5,1 miliardi di euro), la riserva per azioni proprie in portafoglio (2,0 miliardi di euro)[6], la riserva per acquisto azioni proprie (1,1 miliardi di euro) e la riserva legale (1,0 miliardi di euro).
Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 5,2 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile (5,1 miliardi di euro).

(6) Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lett. b del D.P.R. n. 917/1986 già apposto (2,2 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione - acquisizioni	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 2004						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	10			1		11
Fondo imposte, anche differite	9	(19)		47		37
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti	867	(1)		72	(22)	916
- fondo rischi e oneri ambientali	177	1		175	(55)	298
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	173			78	(53)	198
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	201	(14)		3	(14)	176
- fondo controversie legali	26			16	(3)	39
- fondo premio di partecipazione				27		27
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	28			3	(13)	18
- fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili	5				(5)	
- altri fondi	163		2	168	(62)	271
	1.659	**(33)**	**2**	**590**	**(227)**	**1.991**
31 dicembre 2005						
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	11			1		12
Fondo imposte, anche differite	37				(20)	17
Altri fondi per rischi e oneri:						
- fondo smantellamento e ripristino siti [1]	916	(15)		310	(177)	1.034
- fondo rischi e oneri ambientali	298	15		277	(115)	475
- fondo rischi e oneri per sanzione *Authority*				290		290
- fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG				220		220
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	198			68	(107)	159
- fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	176				(46)	130
- fondo controversie legali	39	1		17	(7)	50
- fondo premio di partecipazione	27				(27)	
- fondo copertura perdite di imprese partecipate [2]	18	(16)			(2)	
- altri fondi [3]	271	(63)		237	(84)	361
	1.991	**(78)**		**1.420**	**(585)**	**2.748**

(1) L'utilizzo comprende il decremento per conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" alla EniMed (148 milioni di euro).
(2) Il fondo per 16 milioni di euro è stato riclassificato al fondo svalutazione partecipazioni.
(3) La riclassifica riguarda essenzialmente la riclassifica al fondo svalutazione crediti del fondo relativo alla stima degli oneri a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro).

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili

Il fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili di 12 milioni di euro riguarda l'indennità dovuta agli agenti per la cessazione dei rapporti di agenzia.

Fondo imposte, anche differite

Il fondo imposte, anche differite di 17 milioni di euro riguarda il fondo per imposte differite relative all'Irap (8 milioni di euro) e il fondo a fronte delle passività derivanti dal contenzioso in essere delle incorporate Snam SpA e AgipPetroli SpA (9 milioni di euro).

Il fondo imposte differite è di seguito analizzato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Imposte differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	96	98
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	2	2
- altre variazioni	2	
Imposte anticipate:		
- fondi per rischi e oneri	(63)	(85)
- ammortamenti e svalutazioni non deducibili	(7)	(7)
- altre variazioni	(2)	
	28	**8**

L'Irap differita è determinata applicando l'aliquota del 4,25% (stessa aliquota del 2004). Il decremento del fondo imposte differite di 20 milioni di euro è connesso essenzialmente all'incremento delle imposte anticipate stanziate a fronte degli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (22 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento delle imposte differite stanziate a fronte degli ammortamenti eccedenti la quota economico tecnica, deducibili in via extracontabile (2 milioni di euro).
Le imposte imputate a conto economico sono analizzate alla nota n. 21 "Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate".
Nella determinazione del fondo imposte differite non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.
Nei confronti di Eni e delle società Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002) e dell'EniData SpA (incorporata da Eni nel 2004) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2000 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.
Nei confronti dell'Italgas Più (incorporata nel 2004) non è definito alcun periodo di imposta perché la società è stata costituita nell'anno 2000.

Altri fondi per rischi e oneri

Il fondo *smantellamento e ripristino siti* di 1.034 milioni di euro riguarda essenzialmente 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 (993 milioni di euro). Il fondo comprende altresì i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito costiero di Venezia che hanno cessato l'attività produttiva (15 milioni di euro).
Il fondo *rischi e oneri ambientali* di 475 milioni di euro copre principalmente gli oneri ambientali relativi ai siti di Manfredonia, Avenza e Pontenossa a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (121 milioni di euro), i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare in impianti di raffinazione (68 milioni di euro), depositi (33 milioni di euro), impianti per l'estrazione di idrocarburi (43 milioni di euro), impianti di produzione di lubrificanti (30 milioni di euro), nonché nelle stazioni di servizio (167 milioni di euro).
Il fondo *rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato* di 290 milioni di euro costituito a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006[7].

(7) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" - della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Il fondo *rischi a fronte della delibera 248/2004 dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas* di 220 milioni di euro accoglie la stima dell'impatto dell'applicazione, con effetto dal 1°gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas[8].
Il fondo *dismissioni e ristrutturazioni* di 159 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo, oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e terreni, nonché oneri a fronte della garanzia contrattuale rilasciata all'api - anonima petroli italiana SpA a fronte della cessione della Italiana Petroli SpA.
Il fondo *oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 130 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 SpA, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico a Eni in forza della manleva prestata dall'incorporata Snam a Snam Rete Gas SpA sulle sopravvenienze passive derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento.
Gli *altri fondi* di 361 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri di natura commerciale (96 milioni di euro); (ii) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (52 milioni di euro); (iii) gli oneri relativi alle *stock grant* assegnate nel 2003, nel 2004 e nel 2005 ai dirigenti di Eni SpA e di società controllate (37 milioni di euro); (iv) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (34 milioni di euro); (v) gli oneri relativi ai dipendenti dell'incorporata Italgas Più connessi all'accordo stipulato in data 9 aprile 1999 dall' Italgas con le organizzazioni sindacali in tema di previdenza integrativa (Fondo Gas) secondo il quale, nel caso di passaggio ad altro CCNL sono riconosciuti ai dipendenti, oltre ai diritti economici maturati, i diritti previdenziali in maturazione (2% dell'ultima retribuzione annua lorda moltiplicato per il numero di anni di iscrizione al Fondo Gas) (17 milioni di euro); (vi) gli oneri che si prevede di sostenere a titolo di incentivazione all'esodo del personale dipendente (13 milioni di euro).

11 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Formazione	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
	202	46	(20)	(6)	**222**

Riguarda l'accantonamento per trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato al 31 dicembre 2005 nel rispetto del CCNL e delle norme in materia.
La colonna "Altre variazioni" riguarda essenzialmente i trasferimenti del fondo ad altre società.

(8) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" - della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

12 Debiti

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004 Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Valore al 31.12.2005 Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine:								
- verso banche	22		22		12		12	
- verso imprese controllate	159		159		342		342	
A lungo termine:								
- obbligazioni		2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	1.500
- imprese controllate	33	467	500	244	110	356	466	183
- banche	49	55	104	16	31	24	55	13
- altri finanziatori	8	53	61	32		10	10	10
	271	**2.575**	**2.846**	**2.292**	**495**	**2.390**	**2.885**	**1.706**
Acconti								
Imprese controllate	15		15		14		14	
Terzi	159		159		157		157	
	174		**174**		**171**		**171**	
Debiti commerciali								
Fornitori	2.171	30	2.201		3.267	31	3.298	14
Imprese controllate	1.663	1	1.664		2.338		2.338	
Imprese collegate	117		117		157		157	
	3.951	**31**	**3.982**		**5.762**	**31**	**5.793**	
Debiti tributari	**1.212**		**1.212**		**1.340**		**1.340**	
Debiti diversi								
Fornitori	98				102	4	106	
Imprese controllate	579		579		419		419	
Imprese collegate					1		1	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	44		44		45		45	
Altri	193	135	328	102	207	139	346	132
	914	**135**	**951**	**102**	**774**	**143**	**917**	**132**

L'analisi dei debiti per area geografica è la seguente:

(milioni di euro)	Italia	Altri paesi dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Totale
Debiti:							
- obbligazioni	2.000						2.000
- debiti verso banche	67						67
- debiti verso altri finanziatori	10						10
- acconti	171						171
- debiti verso fornitori	1.427	491	674	92	298	422	3.404
- debiti verso controllate	2.316	1.229	17	2		1	3.565
- debiti verso collegate	94	62	2				158
- debiti verso altri	346						346
Totale	**6.431**	**1.782**	**693**	**94**	**298**	**423**	**9.721**

Debiti finanziari

DEBITI FINANZIARI A BREVE TERMINE

I debiti finanziari a breve termine verso imprese controllate (342 milioni di euro) riguardano l'Enifin SpA.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine in essere al 31 dicembre 2005, tutti denominati in euro, è del 2,445% (2,11% al 31 dicembre 2004).

DEBITI FINANZIARI A LUNGO TERMINE

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2004 e 2005, 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 euro)	Scadenza del debito	2004	2005	Scad. 2006	2007	2008	2009	2010	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2016**	500	466	110	27	43	43	60	183	356
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2017**	28	25	2	2	2	2	4	13	23
- mutui a tasso agevolato	**2010**	54	18	18						
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	22	12	11	1					1
		104	**55**	**31**	**3**	**2**	**2**	**4**	**13**	**24**
Obbligazioni:										
- *Medium Term Notes*, 6,125%	**2010**	500	500					500		500
- *Medium Term Notes*, 4,625%	**2013**	1.500	1.500						1.500	1.500
Altri finanziatori		61	10						10	10
		2.665	**2.531**	**141**	**30**	**45**	**45**	**564**	**1.706**	**2.390**

I *debiti finanziari verso imprese controllate*, assunti nei confronti di Enifin SpA, ammontano a 466 milioni di euro, con una diminuzione di 33 milioni di euro a seguito dei rimborsi effettuati. Gli interessi sono principalmente a tasso variabile (tasso medio 2005: 2,44%; nel 2004: 3,02%).

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 55 milioni di euro, con una diminuzione di 49 milioni di euro. Al 31 dicembre 2005 i debiti soggetti a *covenants* ammontano a 0,5 milioni di euro. I mutui a tasso di cambio agevolato di 12 milioni di euro diminuiscono di 10 milioni di euro a seguito dei rimborsi; riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/1973, o dalle imprese controllate che sono state finanziate da Eni alle medesime condizioni.

Le *obbligazioni* ammontano a 2.000 milioni di euro e riguardano *Medium Term Notes* per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, 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, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2005 è del 4,6% (4,53% al 31 dicembre 2004).

Acconti

Gli acconti di 171 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (109 milioni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* del settore Exploration & Production (20 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (14 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgundi.

Debiti commerciali

I *debiti commerciali verso imprese controllate* di 2.338 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto di greggio (1.174 milioni di euro); (ii) la distribuzione e il trasporto di gas naturale verso le controllate Italgas SpA (267 milioni di euro) e Snam Rete Gas SpA (213 milioni di euro); (iii) i compensi di lavorazione verso la Raffineria di Gela SpA (105 milioni di euro); (iv) il servizio di

modulazione e stoccaggio verso la Stoccaggi Gas Italia SpA (42 milioni di euro); (v) la Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori di Eni (39 milioni di euro); (vi) i compensi dovuti a EniPower SpA per la somministrazione di energia elettrica (24 milioni di euro).
I *debiti commerciali verso imprese collegate* di 157 milioni di euro riguardano principalmente il trasporto di gas naturale (57 milioni di euro), i debiti per acquisto di gas naturale nei confronti di Promgas SpA (45 milioni di euro), i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Milazzo ScpA (10 milioni di euro).

Debiti tributari
I debiti tributari di 1.340 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Accise e imposta di consumo	713	814
Iva	117	280
Royalty su idrocarburi estratti	114	146
Irap	33	32
Ires	208	46
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	13	14
Imposta sostitutiva	9	
Altri	5	8
	1.212	**1.340**

Debiti diversi
I *debiti diversi verso imprese controllate* di 419 milioni di euro riguardano essenzialmente l'aumento di capitale sottoscritto e non ancora versato nei confronti della Syndial SpA (298 milioni di euro) e i debiti verso società controllate per l'Iva di Gruppo (24 milioni di euro).
Gli *altri debiti* di 346 milioni di euro riguardano essenzialmente i debiti per depositi cauzionali (137 milioni di euro), in particolare ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (109 milioni di euro), i debiti verso dipendenti per le ferie maturate e non godute (33 milioni di euro) e per il premio di partecipazione (31 milioni di euro) e i debiti verso agenti (17 milioni di euro). La parte esigibile oltre l'esercizio successivo scadente oltre i 5 anni, di 132 milioni di euro, riguarda i depositi cauzionali, in particolare quelli ricevuti da clienti civili per vendita gas (109 milioni di euro).

13 Ratei e risconti passivi
I ratei e risconti passivi di 431 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Proventi poliennali	369	341
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	64	64
Contributi	15	10
Commissioni su fidejussioni	8	4
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	8	5
Altri	17	7
	481	**431**

I *proventi poliennali* (341 milioni di euro) riguardano i compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria stipulato con Eni (107 milioni di euro); (ii) Eni Gas & Power CH SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto stipulati con la

Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (107 milioni di euro); (iii) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (69 milioni di euro); (iv) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (47 milioni di euro); (v) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di 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 (8 milioni di euro).

Gli *interessi passivi sui prestiti obbligazionari* (64 milioni di euro) riguardano gli interessi di competenza sui prestiti obbligazionari emessi.

I *contributi* (10 milioni di euro) riguardano le somme incassate da enti pubblici sulla base di diverse leggi nazionali e regionali (principalmente in base alla legge 488/1992) per l'ammodernamento e ristrutturazione degli impianti di raffineria.

Le *commissioni su fidejussioni* (4 milioni di euro) riguardano il provento poliennale relativo alle commissioni sulla fidejussione rilasciata a favore della Treno Alta Velocità - TAV SpA per le obbligazioni del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (v. nota 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 115 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I ratei e risconti passivi scadenti oltre i 5 anni ammontano a 234 milioni di euro e riguardano essenzialmente i proventi poliennali.

14 Garanzie

(milioni di euro)	Valore nominale al 31.12.2004	Valore nominale al 31.12.2005
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	5.426	7.833
- di imprese collegate	4.894	4.906
- di altri	3	
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	29.772	31.408
- di imprese collegate	1.575	1.507
- proprio	575	568
- di altri	584	477
	42.829	**46.699**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 7.833 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 7.575 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 2005 ammonta a 4.768 milioni di euro;
- per 148 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 2005 ammonta a 81 milioni di euro;
- per 65 milioni di euro le fidejussioni concesse a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a lungo termine a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 30 milioni di euro;
- per 45 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA (50,07% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 5 milioni di euro.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate* di 4.906 milioni di euro sono relative essenzialmente alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV SpA (4.894 milioni di euro) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 1.374 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da 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 31.408 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 22.337 milioni di euro le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA (100% Eni) a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 8.842 milioni di euro;
- 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 2005 l'impegno effettivo è di 59 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. Al 31 dicembre 2005 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA ammonta a 2.421 milioni di euro. L'Eni International Bank Ltd e l'Enifin SpA non hanno emesso titoli;
- per 1.442 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 nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 185 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore della BEI a fronte del finanziamento concesso all'Enifin SpA per la realizzazione del programma di investimento per il ripristino, l'ampliamento e l'estensione delle reti di distribuzione dell'Italgas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 corrisponde al valore nominale;
- per 59 milioni di euro la responsabilità in solido di Eni SpA 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 da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria (in particolare Stoccaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro);
- la garanzia di 32 milioni di euro prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline Llc nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 è pari al valore nominale;
- per 30 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (99,99 Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 13 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate* di 1.507 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- la garanzia di 844 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 2005 ammonta a 644 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 2005 ammonta a 222 milioni di euro;
- le lettere di *patronage* di 70 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 2005 ammonta a 42 milioni di euro;
- le controgaranzie di *performance* di 62 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 2005 corrisponde al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 568 milioni di euro riguardano principalmente:
- le manleve a favore dell'Enifin SpA (369 milioni di euro) e di banche (88 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/Ires (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 477 milioni di euro riguardano principalmente:

- le controgaranzie di 392 milioni di euro rilasciate nell'ambito dell'operazione di acquisto della collegata Unión Fenosa Gas SA. In particolare le garanzie riguardano:
- la controgaranzia di 360 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 a fronte dell'operazione di finanziamento della Segas Services SAE (controllata da Unión Fenosa Gas SA);
- le controgaranzie di *performance* a favore di Unión Fenosa International SA (29 milioni di euro) e Unión Fenosa Inversiones (3 milioni di euro) nell'interesse delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di queste ultime.
  L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 ammonta a 389 milioni di euro.
- le garanzie di 59 milioni di euro prestate a favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Planta de Regasification de Sagunto SAGGAS (partecipata da Unión Fenosa Gas SA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2005 corrisponde a 41 milioni di euro.

15 Altri conti d'ordine

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Impegni		
Contratti derivati di copertura	1.137	1.634
Acquisto di beni	6	98
Vendita di beni	128	
Beni in *leasing*	59	49
Altri	286	215
Rischi	**84**	**156**
	1.700	**2.152**

Gli *impegni per contratti derivati* di 1.634 milioni di euro iscritti al prezzo di regolamento del contratto sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove i contratti a termine su valute sono espressi, coerentemente alla prassi internazionale, al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e per i contratti derivati su merci sono indicate le quantità acquistate o vendute. 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 per contratti derivati verso imprese controllate (Enifin SpA) ammontano a 1.628 milioni di euro.

Gli *impegni di acquisto di beni* di 98 milioni di euro riguardano l'impegno derivante dal contratto sottoscritto in data 28 dicembre 2005 relativo all'acquisto dalla ESPI (Ente Siciliano per la Promozione Industriale, in liquidazione) di n. 338.118 azioni della Siciliana Gas SpA, pari al 50% del capitale sociale e di n. 1 azione della Siciliana Gas Vendite SpA. A seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust rilasciata in data 1° febbraio 2006, la compravendita sarà perfezionata nel primo semestre 2006.

Gli *impegni per beni in leasing* di 49 milioni di euro sono verso la controllata Sofid SpA e riguardano essenzialmente contratti di locazione di natura operativa di autovetture e attrezzature informatiche.

Gli *altri impegni* di 215 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 da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2005 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 193 milioni di euro (110 milioni di euro in quota Eni, di cui 64 come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 46 come impegno economico). Nella voce è incluso l'impegno assunto dal Consiglio di Amministrazione nei confronti del precedente Amministratore Delegato di corrispondere, quale corrispettivo del patto di non concorrenza, la somma di 1,9 milioni di euro entro giugno 2007.

I *rischi* di 156 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa (139 milioni di euro).

Esposizione e gestione dei rischi finanziari

Di seguito sono fornite le informazioni relative all'esposizione e alla gestione dei rischi finanziari della Società.

RISCHIO DI VARIAZIONI DEI PREZZI E DEI FLUSSI FINANZIARI

Il risultato della Società è influenzato dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. Inoltre, i flussi finanziari della società sono esposti alle oscillazioni dei tassi di cambio e di interesse. In particolare, l'esposizione ai tassi di cambio deriva dall'operatività della società in monete diverse dall'euro, dalla circostanza che i prezzi di una parte rilevante dei prodotti venduti e acquistati sono quotati o legati al dollaro USA, nonché dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio di cambio di transazione). Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie della società e sul livello degli oneri finanziari netti. Il rischio di variazione dei prezzi e dei flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del *business* ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Il rischio di credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato dalle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali. Relativamente agli impieghi di disponibilità e all'utilizzo di strumenti finanziari, la Società adotta linee guida sull'attività finanziaria, definite dalla Direzione Finanziaria di Eni. La Società non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio credito.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso l'ampia diversificazione delle fonti di finanziamento e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Obiettivi e politiche in materia di gestione del rischio finanziario

Al fine di ridurre i rischi di mercato connessi a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci, la Società stipula contratti derivati finanziari e contratti derivati su merci (v. successivo paragrafo "Contratti derivati"). Le linee guida definite da Eni prevedono la minimizzazione dell'esposizione al rischio di cambio e la definizione dei limiti di massima perdita accettabile nell'ambito del rischio *commodity*. La gestione dei rischi finanziari è effettuata attraverso la stipula di contratti derivati con l'Enifin (100% Eni) presso cui è accentrata l'attività di tesoreria delle imprese di Eni operanti in Italia. La Società non stipula contratti derivati con finalità speculative[9].

Contratti derivati

Valori nominali dei contratti 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 valori monetari sia in termini di quantità fisiche (ad esempio, barili o tonnellate).

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e perciò 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, perciò l'e-

(9) Come indicato nei "Criteri di valutazione" la Società effettua operazioni anche su esposizioni nette; ciò non consente di soddisfare le condizioni formali indicate dallo *IAS* 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" in merito alla qualificazione dei contratti come di copertura.

sposizione 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.

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 euro)

Descrizione	Valore nominale al 31.12.2004	Valore nominale al 31.12.2005
Interest rate swap (IRS)	20	6
Interest rate collar	33	11
Totale	**53**	**17**

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 e quelli variabili concordati.

La tabella che segue analizza 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		**31.12.2004**	**31.12.2005**
Incasso tasso fisso/Pago tasso variabile-valore nominale		20	6
Tasso fisso (medio) ricevuto	(%)	9,70	9,86
Tasso variabile (medio) pagato	(%)	1,94	2,40
Scadenza media ponderata	(anni)	1,05	0,13

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 dal 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 i rischi di cambio; al 31 dicembre 2005 sono in essere i seguenti contratti:

(milioni di euro)

	Valore nominale al 31.12.2004		Valore nominale al 31.12.2005	
Descrizione	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	561	315	1.004	467
Lira sterlina		58		38
Totale	**561**	**373**	**1.004**	**505**

I contratti a termine in essere, stipulati per la copertura dei rischi di cambio relativi sia ad attività e passività iscritte in bilancio sia a impegni futuri, scadono per la totalità entro il 2006.
La prima tipologia di copertura riguarda essenzialmente debiti e crediti denominati in dollari per i quali sono stipulati contratti di acquisto (906 milioni di euro) e di vendita a termine (437 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. Tali contratti, sia di acquisto che di vendita, scadono per la totalità entro il 2006.

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 31.12.2004		Valore nominale al 31.12.2005	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Contratti su merci a termine					
Greggi	(barili)	1.458.940	1.225.000	573.063	1.640.000
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	160.000	128.700		35.000
Prodotti petroliferi	(galloni)		4.620		

Nell'ambito della attività di commercializzazione del gas, sono stati stipulati contratti a termine su greggi (acquisti 573.063 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.
Nell'ambito della attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi, sono stati stipulati contratti a termine su greggi (vendite 1.640.000 barili) e su prodotti petroliferi (vendite 35.000 tonnellate) al fine di mitigare i rischi connessi alla variabilità dei prezzi di mercato nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita di prodotti finiti.
La scadenza dei contratti, tranne alcuni casi di ammontare non significativo, è inferiore a un anno.

Contenziosi
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, 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 Eni SpA si rinvia alla nota n. 24 "Garanzie, impegni e rischi - 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:
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da 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, con clausole di *ship-or-pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;

- la garanzia di 282 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009;
- 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, 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 per il ripristino e/o la 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;
- 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 da 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 di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione 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 (Agip Deutschland GmbH - 94,90% Eni Internatinal BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas & Power CH SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con TENP Kg (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas & Power Deutschland SpA (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla 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 di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni alla Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
  - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione" da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
  - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
  - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
  - ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" alla Eni Mediterranea Idrocarburi SpA; decorrenza 1° gennaio 2005;
  - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
  - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni all'Eni Gas & Power Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005.

Regolamentazione in materia ambientale

V. nota n. 24 "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" della Nota integrativa del bilancio consolidato.

Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo a partire dal 1° gennaio 2005, il decreto 24 febbraio 2006 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio ha assegnato a Eni SpA permessi di emissione equivalenti a 16,1 milioni di tonnellate di CO_2 per il triennio 2005-2007 (circa 5,4 milioni di tonnellate per ogni anno del triennio). Nell'esercizio 2005 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni di Eni SpA incluse nel decreto sono risultate inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

16 Valore della produzione

Il valore della produzione di 59.729 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.468	59.037
Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(4)	110
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	13	1
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	107	116
Altri ricavi e proventi	513	465
	48.097	**59.729**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 59.037 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Prodotti petroliferi	25.467	30.503
Gas naturale e GPL	13.445	17.177
Greggi	7.481	10.191
Vettoriamento gas su tratte estere	173	190
Gestione e sviluppo sistemi informatici	69	90
Gestione energia	16	31
Energia elettrica e *utility*	22	23
Altre vendite e prestazioni	795	832
	47.468	**59.037**

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (30.503 milioni di euro) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (10.237 milioni di euro), le vendite a controllate e collegate in Italia e all'estero (7.389 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA, le vendite alla Italiana Petroli SpA (2.087 milioni di euro), le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei *surplus* di raffineria (5.849 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.147 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.447 milioni di euro) e le somministrazioni a clienti titolari di carte di credito (1.346 milioni di euro).

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (17.177 milioni di euro) riguardano le vendite di gas in Italia per 14.117 milioni di euro (58,05 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.396 milioni di euro (11,45 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 663 milioni di euro.

I ricavi da vendita di greggi (10.191 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (190 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di diritti sulla capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (90 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (31 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (832 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (391 milioni di euro), le prestazioni fatturate ai *partner* in *joint venture* (115 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (66 milioni di euro) nonché le prestazioni di trasporto (54 milioni di euro) e di magazzinaggio e bunkeraggi (45 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Italia	34.746	41.974
Resto dell'Europa	4.101	6.471
Altri paesi dell'Unione Europea	4.147	4.653
Americhe	2.640	3.406
Asia	1.539	2.090
Africa	289	437
Australia	6	6
	47.468	**59.037**

La voce "Ricavi netti della gestione caratteristica" indicata nel conto economico riclassificato della relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	**2005**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	59.037
a dedurre:	
- accise	(10.499)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi e gas, escluse le accise (*)	(2.263)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito (*)	(1.347)
- prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture* (*)	(115)
- variazione dei lavori in corso su ordinazione	1
- variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)
	44.812

(*) 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 positiva delle *rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti* di 110 milioni di euro è dovuta all'aumento delle rimanenze di prodotti petroliferi (117 milioni di euro), parzialmente compensata da una diminuzione delle rimanenze di semilavorati (8 milioni di euro).

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 116 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 euro)	**Costi per prestazioni e altri costi**	**Lavoro**	**Ammortamenti**	**Oneri finanziari**	**Totale**
Immobilizzazioni immateriali	12	13	1		26
Immobilizzazioni materiali	56	31	1	2	90
	68	**44**	**2**	**2**	**116**

Gli *altri ricavi e proventi* di 465 milioni di euro sono analizzati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2004	2005
Locazioni, affitti e noleggi	69	70
Proventi da derivati su merci	83	68
Proventi relativi al personale	63	68
Contributi allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti	46	62
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	13	26
Ricavi per devoluzione impianti autostradali		24
Riaddebito *royalty*	23	23
Utilizzo fondi per rischi e oneri	5	22
Risarcimento danni	16	13
Utilizzo fondo svalutazione crediti	4	7
Contributi in conto esercizio	5	7
Proventi da cessione di contratti di trasporto	39	
Altri proventi	147	75
	513	**465**

I contributi da allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti di 62 milioni di euro riguardano i contributi che i clienti finali di gas versano per l'allacciamento alla rete o per eventuali modifiche chieste.
I ricavi per devoluzione impianti riguarda il valore normale dei beni (interamente ammortizzati) risultanti da specifica perizia. Lo stesso valore è iscritto negli "oneri diversi di gestione" quale conguaglio dovuto all'ente concedente.
Il riaddebito *royalty* di 23 milioni di euro riguarda *royalty* pagate alle società autostradali per le vendite *non oil* contestualmente addebitate agli esercenti dell'attività presso le stazioni di servizio.
La voce "Altri ricavi e proventi" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	2005
Contributi in conto esercizio	7
Altri	458
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**465**
a dedurre:	
- proventi relativi al personale	(68)
- contributi allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti	(62)
- ricavi per devoluzione impianti autostradali	(24)
- riaddebito *royalty*	(23)
- utilizzo contributi a fondo perduto ex art. 88 D.P.R. 917/1986	(3)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**285**

17 Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 36.360 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di euro)	2004	2005
Materie prime e sussidiarie	12.982	18.319
Gas naturale	6.717	10.119
Prodotti	4.587	6.179
Semilavorati	1.188	1.596
Materiali e materie di consumo	327	309
Acquisti per investimenti	(182)	(162)
	25.619	**36.360**

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 nafta.
I *costi per servizi* di 6.320 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.475	2.539
Compensi di lavorazione	660	817
Trasporti e movimentazioni	442	472
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	404	361
Costi di vendita diversi	329	332
Progettazione e direzione lavori	419	321
Manutenzioni	278	286
Prestazioni professionali	263	245
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	188	203
Servizi di modulazione e stoccaggio	176	176
Sommistrazioni diverse	125	163
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	77	105
Viaggi, missioni e altri	97	98
Postali, telefoniche e ponti radio	61	98
Magazzinaggi, transiti e depositi	91	93
Servizi portuali e aeroportuali	70	62
Contributi di allacciamento, canalizzazioni e modifiche impianti	46	62
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	47	61
Assicurazioni	34	56
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi	13	16
Servizi di vigilanza e guardiania	15	14
Servizi di rigassificazione	29	12
Altri	322	273
	6.661	**6.865**
Servizi per investimenti	(758)	(545)
	5.903	**6.320**

I costi di ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 61 milioni di euro riguardano i progetti di ricerca svolti, con il concorso di Eni, dalle imprese controllate, in particolare EniTecnologie SpA.
I costi di ricerca scientifica e tecnologica sostenuti dalla Corporate (relativi al progetto *Eni Slurry Technology*, 33 milioni di euro) e dalle Divisioni E&P e R&M (rispettivamente 43 e 27 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.
I *costi per godimento di beni di terzi* di 525 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	**2004**	**2005**
Noleggi e locazioni	347	344
Royalty su prodotti estratti	86	146
Canoni per brevetti, licenze e locazioni	28	32
Canoni per beni in *leasing*	12	11
	473	**533**
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(8)	(8)
	465	**525**

I *costi per il personale* di 850 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2004	2005
Salari e stipendi	567	590
Oneri sociali	174	188
Trattamento di fine rapporto	44	47
Trattamento di quiescenza e simili		1
Altri costi	12	24
Totale	**797**	**850**

Gli altri costi includono il costo di competenza dell'esercizio (20 milioni di euro) delle *stock grant* e *stock option* assegnate nel 2003, nel 2004 e nel 2005 in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti (v. paragrafo "Ricavi e costi" del capitolo "Criteri di valutazione").
La voce "Costo lavoro" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	2005
Salari e stipendi	590
Oneri sociali	188
Trattamento di fine rapporto	47
Trattamento di quiescenza e simili	1
Altri costi	24
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**850**
Costi per il personale ricevuto in comando	15
a dedurre:	
- proventi relativi al personale	(68)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(44)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**753**

I proventi relativi al personale riguardano gli addebiti per il personale dato in comando (63 milioni di euro), nonché gli emolumenti per cariche sociali ricoperte da dipendenti nelle società del Gruppo (5 milioni di euro) che sono corrisposti direttamente a Eni SpA.
Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 846 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	657	609
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	244	202
Svalutazioni delle immobilizzazioni	12	3
Svalutazione dei crediti	39	32
Totale	**952**	**846**

La svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 32 milioni di euro riguarda l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi, riferito in particolare a clienti *mass market* ex Italgas Più.

La voce "*Ammortamenti e svalutazioni*" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	**2005**
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	609
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	202
Svalutazioni delle immobilizzazioni	3
Svalutazione dei crediti	32
Totale come da schema di conto economico legale	**846**
a dedurre:	
- svalutazione crediti	(32)
- incrementi per lavori interni	(2)
- utilizzo contributi a fondo perduto ex art. 88 D.P.R. 917/1986	(3)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**809**

La *variazione negativa delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci* di 74 milioni di euro riguarda essenzialmente la diminuzione delle rimanenze di gas (109 milioni di euro) parzialmente compensata dall'aumento delle rimanenze di greggio (24 milioni di euro).
Gli *accantonamenti per rischi* di 403 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la stima dell'impatto dell'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 284/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas[10] (220 milioni di euro), (ii) i rischi di natura ambientale (55 milioni di euro).
Gli *altri accantonamenti* di 368 milioni di euro riguardano essenzialmente i previsti oneri per smantellamento e ripristino siti (278 milioni di euro) e per concorso a premi (47 milioni di euro).
Gli *oneri diversi di gestione* di 10.726 milioni di euro riguardano in particolare le accise sugli oli minerali (10.499 milioni di euro), gli oneri relativi ai derivati su merci (66 milioni di euro) e le radiazioni dei pozzi risultati sterili o chiusi minerariamente (20 milioni di euro).
La voce "Costi operativi" indicata nel conto economico riclassificato della Relazione sulla gestione è così determinata:

(milioni di euro)	**2005**
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.360
Costi per servizi	6.320
Costi per godimento di beni di terzi	525
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	74
Accantonamenti per rischi	403
Altri accantonamenti	368
Oneri diversi di gestione	10.726
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**54.776**
a dedurre:	
- accise	(10.499)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi e gas, escluse le accise	(2.263)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(1.347)
- prestazioni nell'interesse di *partner* per attività in *joint venture*	(115)
- variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(110)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)
- contributi di allacciamento e canalizzazioni	(62)
- costo per devoluzione di impianti autostradali	(24)
- riaddebiti *royalty*	(23)
- costi del personale ricevuto in comando	(15)
- variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)
- svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	32
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**40.280**

(10) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

	2004		2005	
(milioni di euro)	Dividendi	Proventi	Dividendi	Proventi
Eni International BV	815		2.052	124
Snam Rete Gas SpA	196		722	
Italgas SpA	70	89	273	
Stoccaggi Gas Italia SpA	262		192	
Ecofuel SpA	18		46	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	22		35	
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	16		33	
Sofid SpA	8		29	
Saipem SpA	28		28	
EniPower SpA	81		23	
Trasmediterranean Pipeline Co Ltd	24		19	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	3		19	
Società Petrolifera Italiana SpA	105		18	
Altre	67	28	42	38
	1.715	**117**	**3.531**	**162**

I proventi di 162 milioni di euro riguardano in particolare la plusvalenza conseguita nel conferimento all'Eni Exploration BV (ora Eni International BV) della partecipazione nell'Eni Congo Holding BV corrispondente alla differenza tra il valore di carico della partecipazione (87 milioni di euro) e il valore del patrimonio netto contabile al 30 settembre 2005 (data di riferimento del conferimento) di 211 milioni di euro.

Il conferimento è connesso alla concentrazione in un'unica *sub-holding* delle attività svolte dalle *sub-holding* estere che ha comportato:

- la scissione parziale di Eni International BV a favore di Eni Exploration BV (sono state attribuite all'Eni Exploration BV tutte le attività e passività, esclusa la partecipazione nell'Eni Congo SA);
- la modifica della denominazione sociale di Eni International BV in Eni Congo Holding BV;
- la modifica della denominazione sociale di Eni Exploration BV in Eni International BV;
- il conferimento all'Eni International BV della partecipazione in Eni Congo Holding BV.

Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate, partecipate al 31 dicembre 2005, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate", che fa parte integrante della presente nota.

Altri proventi finanziari

(milioni di euro)	2004	2005
Proventi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni (CCT)	6	7
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	3	1
Proventi diversi dai precedenti:		
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	16	50
- commissioni per servizi finanziari	36	45
- interessi su depositi e c/c	33	37
- interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	13	14
- *interest rate swap*	8	12
- altri	24	14
	139	**180**

Gli interessi su depositi e c/c di 37 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.
Gli *altri proventi finanziari* includono l'ammontare di 9 milioni di euro addebitato alle imprese controllate relativo al *fair value* delle *stock grant* assegnate nel 2005 ai dirigenti in servizio presso le stesse.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di euro)	2004	2005
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	101	101
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	17	14
Interessi e altri oneri verso banche	11	7
Oneri su strumenti derivati	8	7
Accantonamento fondo rischi	64	
Accantonamento al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	3	3
Altri interessi e oneri finanziari	11	15
	215	**147**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 101 milioni di euro riguardano essenzialmente 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 14 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.
Gli oneri su strumenti derivati di 7 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per contratti a termine su valute (5 milioni di euro).
Gli altri oneri finanziari includono l'accantonamento agli "Altri fondi" (9 milioni di euro) del *fair value* delle *stock grant* assegnate nel 2005 ai dirigenti in servizio presso imprese controllate.

Utili e perdite su cambi

(milioni di euro)	2004	2005
Utili (perdite) realizzati netti	15	(62)
Perdite nette da valutazione di attività e passività	(3)	
	12	**(62)**

Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di partecipazioni* (664 milioni di euro) riguardano essenzialmente le riprese di valore delle partecipazioni nell'Eni Investments Plc (358 milioni di euro) e Polimeri Europa SpA (305 milioni di euro). Le riprese di valore sono state effettuate, entro i limiti delle svalutazioni iscritte e del patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato delle società, perché i relativi Piani quadriennali 2006-2009 prevedono risultati economici positivi. Per l'Eni Investments Plc, la conversione del patrimonio netto è stata effettuata sulla base dei cambi medi utilizzati nel Piano quadriennale 2006-2009 (stesso criterio utilizzato in occasione delle svalutazioni).
Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 892 milioni di euro sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Syndial SpA	380	888
Albacom SpA	41	
Altre	14	4
	435	**892**

20 Proventi e oneri straordinari

Gli (oneri) proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Proventi straordinari		
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	220	151
Eliminazione delle interferenze fiscali	1.409	
Altri	12	60
Totale proventi straordinari	**1.641**	**211**
Oneri straordinari		
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	(250)	(629)
Incentivazione all'esodo del personale	(18)	(38)
Imposte differite sull'eliminazione delle interferenze fiscali	(333)	
Altri	(19)	(11)
Totale oneri straordinari	**(620)**	**(678)**
(Oneri) proventi straordinari netti	**1.021**	**(467)**

Informazioni sulla natura degli oneri e proventi straordinari sono indicate a commento delle voci "(Oneri) proventi straordinari netti" della Relazione sulla gestione.

21 Imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate

(milioni di euro)	2004	2005
Imposte correnti:		
- Ires	(644)	(842)
- Irap	(160)	(199)
	(804)	**(1.041)**
Imposte differite	(173)	(103)
Imposte anticipate	78	206
	(899)	**(938)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 15,08% (19,94% nell'esercizio 2004). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2004			2005		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte (*)	4.507	33,00%	1.487	6.226	33,00%	2.055
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4.060	4,25%	173	4.036	4,25%	172
Aliquota teorica		36,83%			35,77%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		(12,13%)			(18,04%)	
- stanziamento imposte anticipate Syndial		(3,00%)				
- svalutazione/rivalutazione partecipazioni					(3,28%)	
- altre variazioni		(1,76%)			0,63%	
Aliquota effettiva		19,94%			15,08%	

(*) L'utile ante imposte del 2004 (5.583) è rettificato dell'effetto netto del disinquinamento (1.076).

Le imposte differite e anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Imposte differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	(177)	(121)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	13	7
- altre variazioni	(9)	11
	(173)	**(103)**
Imposte anticipate:		
- fondi per rischi e oneri	200	343
- svalutazioni di partecipazioni a deducibilità differita	(165)	(169)
- fondi svalutazione	39	31
- altre variazioni	4	1
	78	**206**
	(95)	**103**

Le imposte anticipate comprendono la rilevazione dell'Ires relativa alle differenze tra i valori civili e fiscali delle attività e passività della società Syndial inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (122 milioni di euro) perché il relativo risparmio d'imposta rimane definitivamente acquisito da Eni.

Informazioni per settori di attività[11]

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 euro)	E&P	G&P	R&M	Corporate	Totale
2004					
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.679	13.050	20.609	466	36.804
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.395)	(10)	(12)	(370)	(2.787)
Risultato operativo	1.364	1.526	638	(304)	3.224
Attività direttamente attribuibili [b]	4.735	4.677	6.499	4.504	20.415
Attività non direttamente attribuibili					60.874
Passività direttamente attribuibili [c]	1.561	2.744	4.575	685	9.565
Passività non direttamente attribuibili					25.425
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	431	48	506	61	1.046
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(74)	(298)	(61)	(907)
2005					
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.085	16.639	27.777	542	48.043
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.746)	(14)	(25)	(446)	(3.231)
Risultato operativo	1.484	1.354	781	(364)	3.255
Attività direttamente attribuibili [b]	5.481	8.096	7.087	18.444	39.108
Attività non direttamente attribuibili					60.776
Passività direttamente attribuibili [c]	1.734	5.899	6.778	14.440	28.851
Passività non direttamente attribuibili					41.377
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	395	9	411	49	864
Ammortamenti e svalutazioni	(420)	(53)	(283)	(53)	(809)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(11) 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:

- *Titoli iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- *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;
- *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 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. n. 602 del 29 settembre 1973 n. 602 è oggetto di modifica periodica da parte del Ministro dell'economia e delle finanze (per l'esercizio 2005 pari al 2,75% annuo) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

	31.12.2004		31.12.2005	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie	20	20	20	20
Azioni proprie immobilizzate	2.943	3.939	3.979	6.113
Crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie	44	44	33	33
Crediti iscritti nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio successivo	1.539	1.533	1.592	1.587
Titoli iscritti nelle attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	230	232	230	234
Obbligazioni e debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	2.665	2.607	2.531	2.682
Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo	166	166	174	169

Al 31 dicembre 2005, sulla base dell'analisi di sensitività, si stima che la perdita massima potenziale sul valore di mercato delle obbligazioni (2.216 milioni di euro) derivante da variazioni ipotizzate dei tassi di interesse del 10% è di 50 milioni di euro. Al 31 dicembre 2005 l'esposizione al rischio di cambio e al rischio di prezzo degli strumenti finanziari è di importo complessivamente non significativo.

Il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato da pagare o da 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 indicati i valori di mercato per ciascuna tipologia di contratto:

	31.12.2004		31.12.2005	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su interessi:				
- attività	1	2		
Contratti derivati su valute:				
- attività		4	1	9
- passività	(1)	(10)		2
Contratti derivati su merci:				
- attività		6		3
- passività	(12)	(7)	(3)	
Totale				
- attività	**1**	**12**	**1**	**12**
- passività	**(13)**	**(17)**	**(3)**	**2**

24 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti a ruolo, calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 2004 e 2005, è il seguente:

	2004	2005
Dirigenti	571	553
Quadri	2.917	3.143
Impiegati	5.369	6.133
Operai	1.622	1.570
	10.479	**11.399**

25 Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo 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 2005 hanno ricoperto le cariche di componente dell'organo di amministrazione e controllo o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in 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 3, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse 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 di Divisione;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente del precedente Amministratore Delegato, dell'Amministratore Delegato-Direttore Generale in carica, dei direttori generali di Divisione, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [1]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [2]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	831	8	40		879
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	01.01-27.05		230		1.386 [3]	9.649 [4]	11.265
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.06-31.12 [5]	30.05.08	252	62		588	902
Mario Giuseppe Cattaneo	Consigliere	01.01-27.05		57		10		67
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	123		10		133
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	122		10		132
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	117		10		127
Guglielmo Moscato	Consigliere	01.01-27.05		59		10		69
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	121		10		131
Marco Pinto	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Marco Reboa	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Pierluigi Scibetta	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Collegio Sindacale [6]								
Andrea Monorchio	Presidente	01.01-27.05		51				51
Paolo Andrea Colombo	Presidente [7]	01.01-31.12	30.05.08	107			67	174
Luigi Biscozzi	Sindaco effettivo	01.01-27.05		38			51	89
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	91			55	146
Edoardo Grisolia [8]	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48				48
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	92			59	151
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48			13	61
Direttori generali di Divisione								
Stefano Cao	Exploration & Production	01.01-31.12				397	797	1.194
Luciano Sgubini	Gas & Power	01.01-31.12				311	2.286 [9]	2.597
Angelo Taraborrelli	Refining & Marketing	01.01-31.12				229	566	795
				2.591	**70**	**2.423**	**14.131**	**19.215**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(2) Relativi alle *performance* realizzate nel 2004.
(3) Riguarda l'incentivo connesso alle *performance* realizzate nel 2004 e, pro rata, quello connesso alle *performance* realizzate nei primi cinque mesi del 2005.
(4) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro, inclusa l'integrazione deliberata dal Consiglio di Amministrazione.
(5) Consigliere dal 28 maggio 2005.
(6) Gli ammontari indicati nella colonna "Altri compensi" riguardano i compensi percepiti in qualità di presidente/sindaco effettivo di società controllate.
(7) Presidente dal 28 maggio 2005; in precedenza Sindaco effettivo.
(8) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'economia e delle finanze.
(9) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 19,2 milioni di euro e 4,5 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2004, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 540 mila euro e 511 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2004 (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; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

2g *Stock grant* e *stock option* attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione 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 2005 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 da 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 ai diritti assegnati è omessa trattandosi di azioni gratuite.

Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati nell'esercizio è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni sul conto titoli intrattenuto dall'assegnatario.

		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 mesi	Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Vittorio Mincato (1)	Amministratore Delegato	104.800	19	40.200	38	145.000	19,951	-	-
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	40.500	20	16.000	38	12.800	23,785	43.700	21
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	40.500	20	16.000	38	56.500	22,784	-	-
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Div. R&M	17.500	20	16.000	38	5.400	23,785	28.100	24

(1) Fino al 27 maggio 2005.

Stock option

Nella tabella seguente sono indicati i diritti di acquisto su azioni Eni (opzioni) trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato (1)	Amministratore Delegato (2)	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M
		Paolo Scaroni	Vittorio Mincato	Stefano Cao	Luciano Sgubini	Angelo Taraborrelli
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:						
- numero opzioni		-	499.000	182.000	170.000	96.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	15,090	15,185	15,086	15,379
- scadenza media in mesi		-	67	79	79	81
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:						
- numero opzioni		699.000	-	75.500	60.500	50.000
- prezzo di esercizio	(euro)	22,509	-	22,509	22,509	22,509
- scadenza media in mesi		96	-	96	96	96
Opzioni esercitate alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		-	499.000	56.000	230.500	23.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	15,090	15,216	17,035	15,216
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	19,980	22,784	22,964	22,784
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:						
- numero opzioni		699.000	-	201.500	-	123.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	-	17,920	-	18,308
- scadenza media in mesi		91	-	82	-	83

(1) Dal 1° giugno 2005.
(2) Fino al 27 maggio 2005.

27 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,24 euro e di 1,41 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione durante ciascun esercizio escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di n. 3.771.692.584 e di 3.758.519.603 rispettivamente negli esercizi 2004 e 2005.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

28 Rapporti con parti correlate

Ai sensi delle comunicazioni Consob n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998 sono illustrati di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute da 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; queste 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 regolati alle condizioni applicate ai terzi riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2005				2005					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Agip (Suisse) SA	6	3			40	2		88	1	
Agip Austria GmbH	19	1			6			224		
Agip Caspian Sea BV	1		5.165						5	
Agip Deutschland GmbH	18	6			47	3		483	8	1
Agip España SA	66	1			5			490	1	
Agip Française SA	4	5	30		42	4		59		
Agip Karachaganak BV	5		1.545						8	2
Agip Rete SpA	5	3				5		234	1	1
AgipFuel SpA	486	1	4					4.151	36	
American Agip Co Inc	26	2				2		215		
Ecofuel SpA	9	13			204	1		1	2	
Energy Maintenance Services SpA	1	35				93	2		1	
Eni Croatia BV		9			80				1	
Eni Gas & Power CH SA		6				67			8	
Eni Gas Trading Europe BV	73							496	37	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	8	31			250	1		61	9	1
Eni Middle East BV	1		424						2	
Eni Norge AS	2	14	241		166			9	10	
Eni North Africa BV	13	1	62		131				18	3
Eni Trading BV	2	1.174			10.501		1		8	
Eni UK Ltd	15	11	1		9	11	2	73	10	2
Enifin SpA	12	5	8	1.628		2	85		3	105
EniPower SpA	210	24	311			120		1.057	34	
EniPower Trading SpA			52							
EniTecnologie SpA	1	17	3			86			3	
Fiorentina Gas Clienti SpA	51							139	1	1
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	6	27				181		1	1	
Italgas SpA	15	270				650	9	4	6	1
Modena Scarl			53							
Napoletana Gas Clienti SpA	50	2						139	2	2
Padana Assicurazioni SpA	23	53				46				(17)
Polimeri Europa SpA	76	6	460		53	2		878	12	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	3	13				64			4	
Raffineria di Gela SpA	20	109			1	446		188	3	
Sieco SpA	11	24				109	7	11	12	
Snam Rete Gas SpA	47	223	13			1.079	11	72	27	
Snamprogetti SpA	11	80	131		2	16	4		8	8
Sofid SpA	20	22		49		81	28		21	
Stoccaggi Gas Italia SpA	6	58	28		6	174			4	4
Syndial SpA	11	312	632		8	5		39	3	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	5	33				305			98	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4				88				
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	136	159	299		6	181	20	109	195	26
	1.474	**2.757**	**9.462**	**1.677**	**11.557**	**3.824**	**169**	**9.221**	**603**	**140**

(milioni di euro)

	31.12.2005				2005					
					Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		20				55				
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno			4.894							
Promgas SpA	44	45			306			355		
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10				204		92		
Toscana Gas Clienti SpA	46							118		
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55			43	143			47	
Unión Fenosa Gas SA	4	3	62		79			16	2	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	89	25	24		47	69	6	112	6	
	236	**158**	**4.980**		**475**	**471**	**6**	**693**	**55**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	20							276		
Gruppo Enel	132				8	3		1.169	108	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	13	4			11	1		86		
	165	**4**			**19**	**4**		**1.531**	**108**	
	1.875	**2.919**	**14.442**	**1.677**	**12.051**	**4.299**	**175**	**11.445**	**766**	**140**

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2005 a 3,1 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading BV e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA, Raffineria di Gela SpA e Toscana Gas Clienti SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi. I rapporti verso Promgas SpA riguardano operazioni di compravendita di gas all'estero;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Polimeri Europa SpA, AgipFuel SpA, Agip Rete SpA, EniPower SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Raffineria di Gela SpA) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA) nonché di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip Française SA, Agip España SA, Agip Deutschland GmbH, American Agip Co Inc, Agip Austria GmbH, Agip (Suisse) SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS e Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con 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 terzi; i ricavi per servizi verso la stessa sono relativi alla cessione di capacità di trasporto;
- la fornitura di gas all'estero a Eni UK Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip Française SA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;

- la fornitura del servizio di gestione delle scorte obbligatorie ad AgipFuel SpA sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e gli oneri finanziari correlati con l'attività di stoccaggio dei prodotti;
- la fornitura a EniPower SpA di servizi di manutenzione delle Centrali Termoelettriche sulla base di corrispettivi che consentono alla Società di recuperare i costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, 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; gli acquisti di beni dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione gas da società controllate e collegate, rispettivamente, Italgas SpA e Azienda Energia e Servizi Torino SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate (principalmente da Transmediterranean Pipeline Co Ltd) e collegate, 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 Trans Austria Gasleitung GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Co Ltd regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Eni Gas & Power CH SA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA e da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA, dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione del servizio di somministrazione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione dalla Praoil Oleodotti Italiani SpA del servizio di presa in consegna, trasporto via oleodotto e stoccaggio di greggi e prodotti finiti sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- 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;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti incrementati dal margine di remunerazione di mercato;
- l'acquisizione di servizi assicurativi da Padana Assicurazioni SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ricerca e sviluppo da EniTecnologie SpA regolati sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito;
- gli altri ricavi e costi verso Enifin SpA sono relativi ai differenziali dei derivati di copertura, regolati a condizioni di mercato, posti in essere per gestire il rischio connesso alle forniture di gas naturale a prezzo fisso e al *trading* di greggi e prodotti petroliferi;
- i debiti verso Syndial sono relativi all'aumento di capitale sottoscritto non versato da Eni SpA.

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 e Sofid SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). 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 Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario e legale – sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito.
Gli investimenti realizzati da Eni nell'esercizio comprendono prestazioni di servizi di ingegneria, ricevuti dalla Snamprogetti SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
Eni Coordination Center SA - Eni International Bank Ltd			7.000		1
Syndial SpA			39		2
Enifin SpA	1.000	808	22.522	15	75
Snam Rete Gas SpA	8		45		1
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			148		
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	11		25		8
	1.019	**808**	**29.779**	**15**	**87**
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV			844		34
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Trans Austria Gasleitung GmbH			517		1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	5				
	5		**1.433**		**35**
	1.024	**808**	**31.212**	**15**	**122**

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA – società posseduta interamente da 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 di Eni SpA, nonché alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse attraverso la stipula 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.

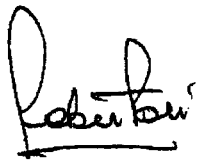
Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alla presente Nota integrativa (di cui costituisce parte integrante).

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.287.660.333,55 euro;
- attribuire l'utile di 3.601.962.335,60 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 settembre 2005, come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo di 179.800,00 euro in modo che essa ammonti a un quinto del capitale sociale;
  . agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2005 ammonta perciò a 1,10 euro;
  . alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,65 euro per azione a partire dal 22 giugno 2006, con stacco cedola il 19 giugno 2006.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

30 marzo 2006

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 2005. 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, nonché 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.

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 21 aprile 2005.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2005 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, 28 aprile 2006

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 0302219811 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0617644441 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via Manzoni 16 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 – **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti tenutasi il 25 maggio 2006 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 5.287.660.333,55 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.287.660.333,55 euro che residua in 3.601.962.335,60 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 settembre 2005 e messo in pagamento il 27 ottobre 2005, come segue:
  - alla Riserva legale 179.800,00 euro di modo che essa ammonti a un quinto del capitale sociale;
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2005 ammonta perciò a 1,10 euro;
  - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- il pagamento del saldo dividendo a partire dal 22 giugno 2006, con stacco fissato al 19 giugno 2006, data dalla quale le azioni saranno negoziate prive del diritto al pagamento del saldo dividendo 2005.

PAGINA BIANCA

Allegati
2005

PAGINA BIANCA

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2005

■ Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2005

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2005, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e 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 indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

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 2005 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	**56**	**201**	**257**						
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	14	51	65	52	86	138			
Valutate con il metodo del costo	**10**	19	29	16	22	38	10	23	33
	24	**70**	**94**	**68**	**108**	**176**	**10**	**23**	**33**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		5	5						
Possedute da imprese a controllo congiunto				6	16	22			
		5	**5**	**6**	**16**	**22**			
Totale imprese	**80**	**276**	**356**	**74**	**124**	**198**	**10**	**23**	**33**

(a) Riguardano le partecipazioni in società diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:
- totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

■ Società controllate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 21 novembre 2001, (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2005 Eni controlla 15 società residenti o con filiali (3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt. 1 e 2 del Decreto, di cui 6 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc e della Bouygues Offshore SA. Di queste 15 società, 7 sono soggette a imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni SpA (6) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 8 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività esercitata.

Eni controlla inoltre 20 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nessuna società ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2005 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers, tranne i bilanci della Petromar Lda con sede in Angola, oggetto di revisione da parte della Auren, e della Saibos Fze con sede negli Emirati Arabi Uniti, oggetto di revisione da parte della Ernst & Young. Ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, la PricewaterhouseCoopers si è assunta la responsabilità dei lavori svolti da parte delle due società di revisione.

Nel successivo elenco delle imprese controllate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a pié pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'economia e delle finanze	20,31		
				Eni SpA	5,92		
				Altri Soci	73,77		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA	50,00		P.N.
				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	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese	EUR	25.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
S.A.R.C.I.S. - Società Azionaria Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA	Gela	EUR	3.890.737,500	Eni Med Idroc. SpA	100,00	100,00	C.I.
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 - Stogit 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 International BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni International BV	95,00	100,00	C.I.
				Eni Oil Holdings BV	5,00		
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International 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 Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni International BV	100,00		Co.
AKD Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.148	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni A E P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, 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 in Ecuador 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 Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni 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 (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc Eni UK Ltd Eni India Ltd	99,99 (..) (..)		Co.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00		
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	82.733.977,500	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Birch Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Brupex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	11.600.000	Eni AOG Ltd (L)	100,00		
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV (ex Eni International BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	48.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni Congo Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni UHL Ltd 100,00
Soci terzi 0,00
(2) 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.
(10) 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 Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Guibsen Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd (ex Eni UK Property Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00		Co.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	2.750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni LINV Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	180.517	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	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	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Methodplan Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	52.015.032	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(10) 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 Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mitre Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	18.880.500	Eni MHH Ltd (L) Soci terzi	99,99 (..)		Co.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Nimex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	14.214.491	Eni MOG Ltd (L)	100,00		Co.
Eni Norge AS	Forus, Stavanger (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	738.155.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.900	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (USA)	USD	44.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Sesulu Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00		Co.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	40.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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 Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,010	Eni TTO Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni 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	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Grand Maghreb BV Eni Neptune Ltd (L)	50,00 50,00		Co.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		P.N.
Pennant Insurance Co Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00		P.N.
Secab Niugini Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	3.015.682	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(8) 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.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a 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 (*)
Acqua Campania SpA (ex Eni Acqua Campania SpA)	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	49,05	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas & Power Deutschland SpA (ex Italgas Rete SpA)	San Donato Milanese	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Iniziative Industriali SpA	San Donato Milanese	EUR	124.150.000	EniPower SpA Soci terzi	99,98 0,02		P.N.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	EUR	30.000.000	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Italgas SpA Soci terzi	51,03 48,97	51,03	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	50,07	C.I.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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 SpA	100,00	99,69	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	65.850.000	Italgas SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napoletana Gas SpA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.766.700	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci terzi	50,05 (a) 0,04 49,91	50,07	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	70.000.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	239.844.822	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, 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 50,07
Soci terzi 49,93

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power CH SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Trading Europe BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	91.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00		P.N.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	396.363.600	Eni International BV Italgas SpA	80,00 20,00	100,00	C.I.
Gerecse Gázvezeték Építõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul Gáz. Rt Soci terzi	50,15 49,85		P.N.
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	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz zrt	100,00		P.N.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz zrt Sofid SpA Soci terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,84	50,08	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Channel Islands)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gázvezeték Építõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz zrt Soci terzi	58,42 41,58		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni SpA 50,08; Sofid SpA (..); Soci terzi 49,92

(3) *Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione è soggetta a imposizione* in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipRete SpA	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 Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	106.907	Praoil SpA AgipFuel SpA Soci terzi	48,72 39,81 11,47		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	Genova	EUR	1.290.000	Praoil SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Praoil SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Praoil 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 SpA	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Praoil SpA Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV AgipRete SpA	94,90 3,10 2,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Française SA	Lione (Francia)	EUR	65.000.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Hungaria Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	10.991.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,41 0,59	99,41	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Woodmead (Rep. Sudafricana)	ZAR	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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 (*)
Agip Pannónia Kereskedelmi Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	2.157.570.000	Agip Hungaria Rt	100,00	99,41	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alès (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España SAU	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	23.876.310	Eni International BV Soci terzi	99,97 0,03	99,97	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	909.560.400	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	270.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	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		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Federazione Russa)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(4) *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 a imposizione in Italia a seguito del*l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	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	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	48,31 28,10 1,66 21,93		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság (ex Dunastyr Polisztirolgyártó Részvénytársaság Ltd)	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	4.537,800	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	Wilmington (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Distrib. SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (10)	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH	100,00		P.N.
Polimeri Europa Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa France SAS (ex Polimeri Europa Distribution France SAS)	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 (a) 0,77 56,32	43,26	C.I.
IN ITALIA							
BOS Italia Srl	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00	43,26	C.I.
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	EUR	10.000	Saipem Energy I. SpA Tecnomare SpA	50,00 50,00	52,71	C.I.
Consorzio Saitre (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	51.645,700	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA Eni SpA	50,00 50,00	71,63	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,26	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	43,26	C.I.
Saipem FPSO SpA **(ex Sonsub SpA)**	*San Donato Milanese*	*EUR*	*884.000*	*Saipem SpA*	*100,00*	43,26	C.I.
ALL'ESTERO							
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,98 0,02	43,25	C.I.
BOS Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,26	C.I.
BOS - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	43,26	C.I.
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	25.564,590	Saipem SA Camom SA	95,00 5,00	43,26	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom Gesell. GmbH	100,00		Co.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom Gesell. GmbH	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Camom Turbines Services SA (in liquidazione) **(ex Canalisations, Tuyauteries Soudées SA)**	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	915.000	Camom SA Soci terzi	99,98 0,02		P.N.
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest SA	S. Vigor d'Ymonville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03		P.N.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,26	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, 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 43,26; Soci terzi 56,74

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 (..)	43,26	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00	21,63	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	E.M.I. Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00	43,26	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,26	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10) **(ex Global Petroprojects Services AG SA Ltd)**	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	55,00 45,00	23,74	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01	43,26	C.I.
Katran-K Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	43,26	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,26	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,26	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	37.319.045	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	70,00 30,00	30,28	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.000.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99 (..)	43,26	C.I.
PT Sofresid Engineering (ex PT Sofresid Indonesia LI)	Jakarta (Indonesia)	IDR	3.016.000.000	Sofresid SA Sofresid Engine. SA	99,90 0,10	43,26	C.I.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saibos Con. Mar. Lda Saipem SA	50,00 50,00	43,26	C.I.
Saibos Fze (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos Con. Mar. Lda	100,00	43,26	C.I.
Saibos SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	5.038.173	Saipem SA	100,00	43,26	C.I.
Saigut SA De Cv	Ensenada (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Soci terzi	80,00 20,00	34,61	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,26	C.I.
Saipem America Inc (ex Sonsub Inc)	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) 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 de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Soci terzi	99,94 0,01 0,05	43,24	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	97,94 2,06	42,37	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.814.327	Saipem FPSO SpA Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Saipem Energy International Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.000.000	Saipem UK Ltd	100,00		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Saipem India Project Services Ltd	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,26	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos Con. Mar. Lda	99,99 (..)	43,26	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	41,94 (a) 58,06	17,56	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	89,41 10,59	38,68	C.I.
Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,26	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,26	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Saipem SA (5)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.207.646,960	Saipem SpA	100,00	43,26	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,26	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,26	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (9)	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,26	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem Intern. BV 40,59; Soci terzi 59,41

(5) 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.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) 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 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 SA Soci terzi	86,00 14,00	37,20	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	500.000	Saipem En. Int Ltd (L)	100,00		
SAS Port de Tanger	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,26	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	60,00 40,00	25,96	C.I.
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	ERS BV Entreprise N. M. SA	50,00 50,00	43,26	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	43,16	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Camom SA	99,90 0,10	43,16	C.I.
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	43,25	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	43,26	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,26	C.I.
Sonsub AS	Randeberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,26	C.I.
Star Gulf Free Zone Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem Intern. BV Saipem SGPS SA	80,00 20,00	43,26	C.I.
Sud Est Cie SA	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,62 0,38		Co.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	S.N. Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00	30,27	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a 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							
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	Milano	EUR	20.658,280	Snamprogetti SpA Syndial SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
Engineering & Management Services SpA (ex Snamprogetti Services SpA)	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	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	91.150.000	Snamprogetti SpA Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sàrl (7)	Parigi (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Kazakhstan Llp	Almaty (Kazakhstan)	KZT	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. M.Serv. SA	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (8)	Msida (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	50.000.000	Snamprog. Netherl. BV 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)	RON	4.075.150	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Soci terzi	75,00 25,00	74,99	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snamprog. M.Serv. SA	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(7) 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 a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(8) 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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

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.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		P.N.
CEOM - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA (in liquidazione)	Palermo	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		Co.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali e Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Venezia	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		Co.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	28.612.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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 Soci terzi	52,00 48,00		Co.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		Co.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	27.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera	EUR	8.751.500	Syndial SpA Polimeri Europa SpA Soci terzi	29,57 28,63 41,80		P.N.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese	EUR	397.795.548	Eni SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,00 10,00 5,00 35,00	62,16	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, 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 (*)
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)		P.N.
Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		Co.
Rheinishe Oelleitungs GmbH	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,380	Oleodotto d. Reno SA	100,00		
Tecnomare (UK) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(10) 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.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid SpA Eni SpA	73,25 26,75	99,71	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	4.500.000	Sofid SpA	100,00	99,61	C.I.

ALL'ESTERO

Eni International BV (ex Eni Exploration BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(8) 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	40,00 60,00		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		P.N.
Cardón IV, SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Closed Joint Stock Co "AstraN"	Astrakhan (Federazione Russa)	RUB	100.000	Eni Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia 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 Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	87.500.000	Eni International 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.
Eni Gas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eni Oil Co Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
Geopromtrans Llc (†)	Mosca (Federazione Russa)	RUB	2.000.000	Eni Russia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
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	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
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	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle East Ltd 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		P.N.
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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Barr Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
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		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	402.000.000	Eni International BV Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA 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 SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas SpA 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	34.927.589,400	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Siciliana Gas SpA Eni SpA Soci terzi	99,99 (..) (..)		
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Gas Clienti SpA	Pistoia	EUR	2.635.000	Toscana Gas Vendita	100,00		
Toscana Gas SpA (†)	Pisa	EUR	105.989.790	Partec. Ind. SpA Soci terzi	46,10 53,90		P.N.
Toscana Gas Vendita SpA (†)	Pistoia	EUR	3.391.673,280	Partec. Ind. SpA Soci terzi	46,10 53,90		P.N.
Toscana Partecipazioni SpA	Pisa	EUR	11.700.000	Toscana Gas SpA Fiorentina Gas SpA Soci terzi	74,00 25,00 1,00		
Toscana Servizi ScpA	Pisa	EUR	330.931,440	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Gas SpA Soci terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	120.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

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 International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Italgas Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Italgas Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Suddeütschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW - Eni Verw. mbH	100,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigáz zrt Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		
SETGAS - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni G&P GmbH Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni G&P GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (†)	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (◊) (†) (8)	St. Helier (Channel Islands)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	Unión Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(◊) La società è a controllo congiunto ed è considerata controllata ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 3 del codice civile.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) 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.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Ariccia	EUR	1.800.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
CAM Petroli Srl (†)	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,320	Praoil SpA 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.
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy SpA (ex Fox Energy Srl)	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipFuel 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 (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
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	33,33 66,67		P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil SpA Soci terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SACCNE Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	AgipRete 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 SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona	EUR	1.500.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

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 Deutsch. GmbH Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Ploechinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carburoil SA (†)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv.SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd (†)	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV Oleoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 (a) 0,06 51,01		P.N.
Omnia Gas Sagl	Rivera (Svizzera)	CHF	21.000	City Carburoil SA	100,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (†)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni International BV 48,96; Soci terzi 51,04

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ABB Estense Service SpA	Ferrara	EUR	196.078	Polimeri Europa SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, 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 Eni	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 (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		Co.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Ateliers Ferroviaires d'Artix SAS (ex 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 Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Z. Co Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR		Entreprise N. M. SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gaztransport et Technigaz SAS	S. Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mipact - Consultores e Serviços Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA 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		P.N.
OOO Moss Krylov Maritime (ex Moss Krylov Maritime)	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
PMS - Petrochemicals Maintenance Services GmbH	Leuna (Germania)	EUR	200.000	Camom Gesell. GmbH Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saibos SAS Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (†)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Servicios de Construcciónes Caucedo SA (†)	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (†) (11)	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
SSS-Capital Llc	Mosca (Federazione Russa)	RUB	100.000	Starstroi Sec Llc	100,00		
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
STTS Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Technigaz SA Soci terzi	57,00 3,00 40,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng, Lp	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizacoes Industriais SA	Linda-A-Velha - Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR		Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS, Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS, Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Upstream Constructors International Fzco SRO (†)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Con. Mar. Lda Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.
(11) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.864	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,41 44,59		P.N.
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (Δ)	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	40,00 12,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (Δ)	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,10 0,26 49,64		P.N.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Soci terzi	22,50 77,50		P.N.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals (Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio UMA (in liquidazione)	Napoli	EUR	17.557	Snamprogetti SpA Soci terzi	23,53 76,47		P.N.
ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento dell'Ambiente e dell'Agricoltura (ex ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento in Agricoltura)	Roma	EUR	12.394,950	Snamprogetti SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Modena Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43		P.N.
SP - TKP Fertilizer Srl (†)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(Δ) L'impresa è a controllo congiunto.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Charville - Consultores e Serviços, Lda (†)	Funchal - Madeira (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A Wll (†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz.N.Orien.SA Soci terzi	19,99 (..) 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Kellogg Brown & Root - Snamprogetti Ltd (†)	Leatherhead (Regno Unito)	GBP	32.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV 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, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(†) La società è a controllo congiunto.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,700	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,700	Syndial SpA Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
Gela Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Gela	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Girasole 94 SpA (in liquidazione) **(ex Jacorossi SpA)** (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806,160	Syndial SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	3.600.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower Ferrara Srl Soci terzi	18,15 16,90 13,96 50,99		P.N.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA Soci terzi	32,26 67,74		Co.
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Torino	EUR	9.546.000	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci terzi	18,35 2,82 78,83		Co.
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	EniTecnologie SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.

ALL'ESTERO

Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	90.043.948	EniTecnologie SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
Tecninco Engineering Contractors - Ltd Liability Partnership	Aksaj (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Syndial SpA 48,00
Soci terzi 52,00

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	19,50 80,50
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Norsea Pipeline Ltd	Woking (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T 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 Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,06	Napoletana Gas SpA Soci terzi	11,48 88,52
Api Energy Srl	Milano	EUR	50.000	EniPower SpA Soci terzi	12,50 87,50
Insula SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Italgas SpA Soci terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.725.053.701	LNG Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
Lusitaniagas - Companhia di Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci terzi	10,59 89,41
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,64	Eni G&P GmbH Soci terzi	13,04 86,96

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA (*)	Roma	EUR	185.924,48	Eni SpA Soci terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci terzi	16,33 83,67
Compania de Economia Mixta "Austrogas" (ex Austrogas Ceh)	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA Soci terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip Française SA Soci terzi	16,81 83,19
GIE Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur Ltd	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip Française SA Soci terzi	18,00 82,00
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci terzi	12,25 87,75
Tanklager - GesellschaftTegel (TGT) Gesellschaftbuergerlichen Rechts	Berlino (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50

(*) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Ingegneria e Costruzioni

Costruzioni e perforazioni

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Doris Conpro Plc	St. John's (Canada)	CAD	60.000	Doris Engineering SA Soci terzi	49,00 51,00
Geodynamique et Structure SA	Bagneux (Francia)	EUR	90.000	Doris Engineering SA Soci terzi	42,80 57,20
Oceanide SA	La Seyne sur Mer (Francia)	EUR	522.944	Doris Engineering SA Soci terzi	28,98 71,02

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA	18,08
				Soci terzi	81,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00
Sulcis Iglesiente Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Cagliari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886,048	Tecnomare SpA Soci terzi	16,67 83,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 17)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Eni Bulungan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Gas & Power Deutschland SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno	Gas & Power	Rilevanza
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Middle East BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Russia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Ieoc SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
S.A.R.C.I.S. - Società Azionaria Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA	Gela	Exploration & Production	Acquisizione del controllo
Saigut SA De Cv	Ensenada	Costruzioni e Perforazioni	Rilevanza
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico	Costruzioni e Perforazioni	Rilevanza
Saipem Services México SA de Cv	Città del Messico	Costruzioni e Perforazioni	Rilevanza
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore	Costruzioni e Perforazioni	Rilevanza
Snamprogetti Canada Inc	Montreal	Ingegneria	Rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 32)

Acquedotto di Savona SpA	Savona	Gas & Power	Cessione
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	Gas & Power	Cessione
Agip Bratislava Sro	Bratislava	Refining & Marketing	Fusione
Ambiente SpA	San Donato Milanese	Altre Attività	Fusione
Camom Turbines Services SA (in liquidazione)	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e Perforazioni	Irrilevanza
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni AUL Ltd (in liquidazione)	New York	Exploration & Production	Cancellazione
Eni BBI Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni BB Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni BB Pipeline Llc	Wilmington	Exploration & Production	Cessione
Eni Finance Inc (in liquidazione)	Wilmington	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Forties Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Malagot Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Morocco BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Oil Us Llc (in liquidazione)	Wilmington	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Petroleum BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Sesulu Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Italiana Petroli SpA	Genova	Refining & Marketing	Cessione
Lasmo (UPET) Inc (in liquidazione)	Alberta	Exploration & Production	Cancellazione
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto	Exploration & Production	Irrilevanza
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	Altre Attività	Fusione
Pennant Insurance Co Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Irrilevanza
Polimeri Europa Distribution SA	Manno	Petrolchimica	Irrilevanza

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Polimeri Europa France Snc	Mardyck	Petrolchimica	Fusione
Saipem Inc	Houston	Costruzioni e Perforazioni	Fusione
Secab Niugini Ltd	Port Moresby	Exploration & Production	Irrilevanza
Serleasing SpA	Roma	Corporate e società finanziarie	Fusione
Slim Sicilia - Società Lavori Impianti Metano Sicilia SpA	Siracusa	Gas & Power	Fusione
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	Torino	Gas & Power	Cessione
TIGAZ 2 Földgáz Elosztó és Közüzemi Szolgáltató Kft	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Fusione

Imprese consolidate con il metodo proporzionale

IMPRESE ESCLUSE (N. 29) (*)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
ASG Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
BOS Shelf Ltd Society	Baku	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
CMS&A Wll	Doha	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Enstar Petroleum Ltd	Calgary	Exploration & Production	Applicazione *IFRS*
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	Funchal	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Modena Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
Offshore Design Engineering Ltd	Londra	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Servicios de Construçiónes Caucedo SA	Santo Domingo	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA	Tunisi	Exploration & Production	Applicazione *IFRS*
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Sp-Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi	Ingegneria	Applicazione *IFRS*
Starstroi Llc	Krasnodar	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
STTS Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
TSS Dalia Snc	Courbevoie	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*
Unimar Llc	Houston	Exploration & Production	Applicazione *IFRS*
Upstream Constructors International Fzco SRO	Dubai	Costruzioni e Perforazioni	Applicazione *IFRS*

(*) In applicazione del principio *IFRS* di omogenea applicazione dei criteri di valutazione a fattispecie analoghe, sono state escluse dall'area di consolidamento le imprese a controllo congiunto.

Allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2005

Acqua Campania SpA (ex Eni Acqua Campania SpA) - Napoli
L'Assemblea del 20 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 2.738.482 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.722.500 euro, pari a 0,55 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 15.982 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 277.695 euro in data 27 maggio 2005. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale da Eni Acqua Campania SpA ad Acqua Campania SpA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea del 13 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 26.786.292 talleri sloveni e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 1.583.550.000 talleri sloveni, pari al 51% del capitale sociale di 3.105.000.000 talleri sloveni.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)
Il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2005 sottoposto all'Assemblea del 19 gennaio 2006 chiude con la perdita di 46.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 435.820 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 - Roma
L'Assemblea del 19 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 25.238.463 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 32.594.794 euro, pari a 89,62 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo e la riserva ex legge n. 488/1992. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

AgipRete SpA - Roma
L'Assemblea del 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 2.800.066 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.000.000 di euro, pari a 0,129199 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 660.062 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 15.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 28 febbraio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 5.028.726 euro e ha deliberato di demandare agli amministratori, ai sensi dell'art. 7 dello statuto del Consorzio, la decisione in ordine alla reintegrazione del fondo consortile e della copertura delle perdite risultanti dal bilancio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 15.525.400 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 31.200.000 pesos argentini, pari a 0,15419 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.134.080 pesos argentini nel periodo luglio-ottobre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano
L'Assemblea del 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 23.197.792 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva utili netti su cambi e alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 46.000.000 euro, pari a 0,46 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 10 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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
L'Assemblea del 15 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 3.995.233 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 3.795.471 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 4.510.107 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 49,99999% del capitale sociale di 9.020.216 euro.

Eni Congo Holding BV (ex Eni International BV) - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea dell'11 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 3.052.565.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire ai soci, in una o in più tranche, il dividendo di 2.500.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 552.565.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di 2.500.000.000 di dollari USA nel periodo maggio-novembre 2005.
Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni International BV e dell'Eni Exploration BV hanno deliberato in data 18 maggio 2005 la proposta di scissione parziale dell'Eni International BV a favore dell'Eni Exploration BV. La proposta è stata approvata dall'Assemblea dell'Eni International BV in data 24 novembre 2005.
Con atto di scissione stipulato in data 24 novembre 2005, con efficacia dal 25 novembre 2005, l'Eni International BV ha trasferito alla beneficiaria Eni Exploration BV tutte le attività e passività esclusa la partecipazione in Eni Congo SA e i diritti e le obbligazioni a essa relativi.
L'Assemblea del 14 luglio 2005 ha deliberato: (i) di ridurre il capitale sociale da 621.516.190 euro a 29.832.777 euro mediante riduzione del valore nominale delle quote da 5 euro a 0,24 euro; (ii) di modificare la denominazione sociale da Eni International BV a Eni Congo Holding BV. L'atto di modifica dello Statuto è stato depositato il 24 novembre 2005.
Con atto del 25 novembre 2005, la partecipazione nella società è stata conferita all'Eni International BV (ex Eni Exploration BV).

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 688.396 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 600.000 euro, pari a 0,15 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 53.976 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Eni Gas & Power Deutschland SpA (ex Italgas Rete SpA) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 22.064 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale da Italgas Rete SpA a Eni Gas & Power Deutschland SpA.

In data 22 giugno 2005, l'Assemblea ha deliberato la modifica dell'oggetto sociale.

L'Assemblea del 16 novembre 2005 ha deliberato la copertura della perdita complessiva di 130.354 euro, di cui 108.289 euro quale perdita di periodo al 30 settembre 2005 e 22.065 euro quale perdita portata a nuovo dell'esercizio 2004, mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 120.000 euro, il versamento di 10.354 euro a copertura della perdita eccedente il capitale e la contestuale ricostituzione del capitale a 120.000 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì di aumentare il capitale sociale da 120.000 euro a 5.543.728 euro mediante l'emissione di n. 5.423.728 azioni di 1 euro, liberate mediante il conferimento da parte di Eni SpA (azionista unico della società) del ramo d'azienda denominato "Trasporto Estero Germania".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è variata da n. 120.000 a n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)

L'Assemblea del 22 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 2.320.095 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,9980% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV (ex Eni Exploration BV) - Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea dell'11 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 698.996.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni International BV e dell'Eni Exploration BV hanno deliberato in data 18 maggio 2005 la proposta di scissione parziale dell'Eni International BV a favore dell'Eni Exploration BV. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni Exploration BV in data 15 settembre 2005.

La società è beneficiaria della scissione parziale dell'Eni International BV; l'atto è stato stipulato il 24 novembre 2005, con efficacia dal 25 novembre 2005.

Per effetto della scissione, la società ha aumentato il capitale sociale da 50.000.015 euro a 641.683.425 euro mediante aumento del numero delle quote da 10.000.003 a 128.336.685 quote del valore nominale di 5 euro. In relazione alla scissione, Eni ha ricevuto n. 118.336.682 quote della società del valore nominale di 5 euro.

L'Assemblea del 2 novembre 2005 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Eni Exploration BV a Eni International BV. L'atto di modifica dello Statuto è stato depositato il 24 novembre 2005.

Con atto del 25 novembre 2005, Eni ha conferito la partecipazione in Eni Congo Holding BV a Eni International BV. Il valore contabile della partecipazione conferita è stato imputato a *share premium reserve* nel bilancio della società conferitaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è variata da n. 10.000.003 quote a n. 128.336.685 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 28 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 112.168 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 10 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 48.139.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 - San Donato Milanese
L'Assemblea del 13 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 82.426 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela
L'Assemblea del 28 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 18.397 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)
L'Assemblea del 29 settembre 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 39.811.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 2 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 4.807 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 21 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 29.799.507 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 23.125.406 euro, pari a 0,02 euro per azione, attribuendo l'utile residuo di 5.184.126 euro alla riserva disponibile. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2005.
L'Assemblea del 26 luglio 2005 ha deliberato: (i) di frazionare le n. 1.156.270.294 azioni del valore nominale di 0,51 euro in n. 58.969.784.990 azioni del valore nominale di 0,01 euro; (ii) di aumentare il capitale sociale da 589.697.850 euro a 939.697.849 euro mediante l'utilizzo del versamento effettuato dall'azionista in conto futuro aumento di capitale sociale per 349.999.999,10 euro mediante emissione di n. 34.999.999.910 azioni del valore nominale di 0,01 euro; (iii) di attribuire la parte residua del versamento in conto futuro aumento di capitale sociale di 0,90 euro a riserva straordinaria; (iv) di raggruppare le 93.969.784.900 azioni del valore nominale di 0,01 euro in n. 939.697.849 azioni del valore nominale di 1 euro.
L'Assemblea del 18 ottobre 2005 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 939.697.849 euro a 944.947.849 euro, mediante emissione di n. 5.250.000 azioni del valore nominale di 1 euro, con sovrapprezzo di 1 euro ciascuna, da liberarsi mediante conferimento da parte della Polimeri Europa SpA del ramo d'azienda denominato "Produzione acque industriali di Brindisi". In esecuzione della delibera, in data 28 ottobre 2005 è stato stipulato il relativo atto di conferimento, con efficacia dal 1° novembre 2005.
In data 21 novembre 2005 Eni ha acquistato da Polimeri Europa SpA n. 5.250.000 azioni del valore nominale di 1 euro, con sovrapprezzo unitario di 1 euro, per il corrispettivo di 10.500.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è variata da n. 1.156.270.294 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 100% del capitale sociale, a n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 1.684.635 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi, di distribuire un dividendo di 1.716.720 euro, pari a 60 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili di 127.360 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 28.612 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 28.612.000 euro.

Fiorentina Gas Clienti SpA - Firenze
L'Assemblea del 22 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 6.861.172 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 6.300.000 euro, pari a 1,05 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 218.113 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 6.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.000.000 di euro.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 25 febbraio 2005 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2004 che chiude con l'utile di 48.063 lire sterline e ne ha deliberato l'utilizzo a copertura parziale delle perdite di esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Ieoc SpA - San Donato Milanese
In data 19 ottobre 2005 è stata costituita la società Ieoc SpA, con un capitale sociale di 25.000.000 di euro, rappresentato da n. 25.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato la somma di 25.000.000 di euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2005 da n. 25.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.000.000 di euro.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 906.289 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 8.110.000 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 15.813.162 pesos argentini, pari a 2,635 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.018.003 pesos argentini nel periodo maggio-novembre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

Italgas Hellas SpA - Torino
In data 23 dicembre 2005 Eni ha acquistato dalla Società Italiana per il Gas pA n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro per il corrispettivo di 198.000.000 di euro.

Italiana Petroli SpA - Genova
L'Assemblea del 7 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 10.417.884 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.596.395 euro, pari a 0,09 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 143.978 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 30 giugno 2005.
In data 6 settembre 2005, Eni ha ceduto n. 51.071.053 azioni, rappresentative del 100% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA (IP) all'api - anonima petroli italiana SpA per il corrispettivo di 190.000.000 euro, salvo conguaglio.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 57.151.364 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 5.547.927 euro, pari a 0,02303 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 48.745.869 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2005.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 21 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 26.340.070 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 14.400.000 euro, pari a 0,48 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 11.940.070 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 3.852.000 euro in data 6 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Polimeri Europa SpA - Brindisi
L'Assemblea del 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 276.217.182 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva costituita ai sensi della legge n. 488/1992, di imputare l'utile residuo di 247.406.323 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 10.580.215 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 19.289.264 euro, pari a 0,26 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo e parte della riserva da rivalutazione ex legge n. 350/2003. Eni ha incassato il dividendo in data 16 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in 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 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 18.726.393 euro e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale, alla riserva utili netti su cambi e alla riserva disponibile.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 60.757.498,87 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 0,15 euro alle azioni ordinarie e di 0,18 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 65.430.000 euro, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.413.496 euro in data 26 maggio 2005.
In attuazione dei piani di *stock grant* nel 2005 la Saipem SpA ha emesso n. 233.400 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò, il capitale sociale rappresentato da azioni ordinarie e di risparmio ammonta a 441.410.900.
A seguito dell'aumento, la percentuale di partecipazione di Eni, fermo restando le n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro possedute, è scesa dal 42,93585% al 42,91315% del capitale sociale.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 1.533.183 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi, di distribuire un dividendo di 1.395.862 euro, pari a 0,05 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 51.732 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 12 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 27.917.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma
L'Assemblea del 14 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 42.828 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Sieco SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 425.122 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 364.309 euro, pari a 0,14 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 39.557 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 16 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419 euro.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 1.572.730,52 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi, di distribuire un dividendo di 1.200.000 euro, pari a 0,06 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 104.905,90. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 1.332.687.109 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 391.062.100 euro, pari a 0,20 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 941.562.909 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 195.768.614 euro in data 26 maggio 2005.
L'Assemblea del 10 novembre 2005 ha approvato la distribuzione di un dividendo straordinario di 1 euro per azione, per complessivi 1.954.966.700 euro e il piano di *buy-back* per ammontare non superiore a 800.000.000 di euro e nei limiti del 10% del capitale sociale. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 978.843.070 euro in data 30 novembre 2005.
In attuazione dei piani di *stock option* e di *stock grant* sono state emesse n. 456.200 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò, il capitale sociale ammonta a 1.955.766.700 euro.
A seguito degli aumenti di capitale sociale, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le n. 978.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 50,06075% del 31 dicembre 2004 al 50,04907%.

Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Sofid - Roma
L'Assemblea del 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 31.295.843 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 29.609.134 euro, pari a 0,18 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 121.917 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 29.494.243 euro in data 12 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.499 euro.

Società Finanziaria Eni SpA - Enifin - San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 204.987.864 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Società Italiana per il Gas pA - Italgas - Torino
L'Assemblea del 28 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 430.337.685 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 273.155.574 euro, pari a 1,139 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 157.182.111 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 239.844.822 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 239.844.822 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 21 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 18.296.593 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 18.260.000 euro, pari a 0,25 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 36.593 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 18.253.449,25 euro in data 24 maggio 2005.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 192.828.466 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi, di distribuire agli azionisti un dividendo di 191.778.930 euro, pari a 1,26 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.036.735 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 - San Donato Milanese

In data 8 marzo 2005 Eni ha sottoscritto n. 6.097 azioni, del valore nominale di 1,14 euro, rimaste inoptate a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea il 30 novembre 2004 e in data 10 marzo 2005 ha versato la somma di 6.951 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte.
In data 22 aprile 2005 Eni ha versato la somma di 41.767.892 euro a parziale liberazione delle azioni sottoscritte il 30 novembre 2004 a fronte dell'aumento del capitale sociale a 453.490.637 euro deliberato dall'Assemblea il 30 novembre 2004.
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 397.324.416 euro che residua in 92.935.273 euro dopo la copertura della perdita di 304.389.143 euro deliberata dall'Assemblea del 30 novembre 2004 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2004, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 27 luglio 2005 Eni ha versato la somma di 298.342.088 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte il 30 novembre 2004.
L'Assemblea del 21 dicembre 2005 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2005 che chiude con la perdita di 587.231.483 e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 680.166.756 euro mediante utilizzo di riserve disponibili per 2.282.733 euro e l'integrale riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamento di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 680.235.955 euro mediante emissione di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1,71 euro. La stessa Assemblea ha deliberato inoltre la riduzione del capitale sociale da 680.235.955 euro a 397.798.804 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale da 1,71 euro a 1 euro attribuendo la differenza di 282.437.151 euro a copertura della perdita residua per 280.085.219 euro e per 2.351.932 euro a riserva indisponibile.
In pari data Eni ha sottoscritto n. 397.795.548 azioni del valore nominale di 1,71 euro e ha versato, a parziale liberazione delle stesse, la somma di 381.883.726.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è variata da n. 397.789.451 azioni, pari al 99,99997% del capitale sociale a n. 397.795.548 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,99918% del capitale sociale di 397.798.804 euro.

Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia

L'Assemblea del 22 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 11.255.377,7 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 2.064.000 euro, pari a 5,16 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 9.191.377 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 928.800 euro in data 18 maggio 2005.
In data 16 dicembre 2005 Eni ha acquistato dalla Sogepa SpA n. 20.000 azioni ordinarie, pari al 5% del capitale sociale, per il corrispettivo di 2.500.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è variata da n. 180.000 azioni, pari al 45% del capitale sociale a n. 200.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 50% del capitale sociale di 2.064.000 euro.
In data 16 gennaio 2006 è stata conferita alla Snamprogetti SpA (100% Eni) procura affinché, in nome e per conto di Eni SpA, eserciti i diritti e le facoltà spettanti a Eni SpA quale azionista di Tecnomare SpA, esclusi i diritti patrimoniali e le delibere aventi a oggetto la modifica del capitale sociale.

Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság - Hajdúszoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 24 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 191.569.500 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 187.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 11 fiorini ungheresi per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 4.569.500 fiorini ungheresi. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 93.500.000 fiorini ungheresi in data 2 settembre 2005.
L'Assemblea del 28 giugno 2005 ha deliberato la fusione per incorporazione della Tigáz 2 Kft e della Zsámbékgáz Rt nella Tigáz Rt.

L'Assemblea del 28 ottobre 2005 ha deliberato la modifica dello Statuto e della denominazione sociale da Tigaz Rt Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag a Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság.
Con atto di fusione registrato in data 30 dicembre 2005 la Tigáz 2 Kft e Zsámbékgáz Rt sono state incorporate dalla Tigáz Rt con efficacia giuridica, fiscale e contabile 30 dicembre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Transmediterranean Pipeline Co Ltd - St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 15 settembre 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 47.499.829 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 47.426.000 dollari USA, pari a 46 dollari USA per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 73.829 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 23.713.000 dollari USA in data 20 settembre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 (Channel Islands); sede amministrativa - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 maggio 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 35.166.111 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 35.165.646 euro, pari a 320,27 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 465 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 al 31 dicembre 2005

Acam Clienti SpA - La Spezia
In data 28 febbraio 2005 Eni ha acquisito n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro, di cui n. 247.568 azioni acquistate da Acam SpA per il corrispettivo di 4.059.000 e n. 100.650 azioni ricevute dall'Acam Clienti SpA a fronte del conferimento del ramo d'azienda denominato "Clienti di Bolano e Sarzana" per un valore di 1.650.000 euro.
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 151.257 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di 92.385 euro, pari a 0,13 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 45.268 euro in data 19 settembre 2005.

Albacom SpA - Milano
In data 4 febbraio 2005 Eni ha ceduto l'intera partecipazione di n. 17.732.960 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 35% del capitale sociale, alla società Albacom Holdings per un corrispettivo di 35 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 20.989.288 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili portati a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 20.700.000 pesos argentini, pari a 0,12901 pesos argentini per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 45.580.770 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.489.450 pesos argentini nel periodo luglio-ottobre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

ERG Nuove Centrali SpA - Priolo Gargallo
In data 3 marzo 2005, la partecipazione del 28% nel capitale sociale della società è stata ceduta alla Erg Power & Gas SpA per il corrispettivo di 8.662.230 euro.

ERG Raffinerie Mediterranee SpA - Priolo Gargallo
In data 3 marzo 2005, la partecipazione del 28% nel capitale sociale della società è stata ceduta alla Erg SpA per il corrispettivo di 97.292.469 euro.

Geopromtrans Llc - Mosca (Russia)
In data 16 febbraio 2005 la partecipazione, rappresentante il 50% del capitale sociale della società, è stata ceduta a Eni Russia BV per il corrispettivo di 10.378.092,65 euro, pari al patrimonio netto contabile della partecipazione.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 10.566.139 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili portati a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 10.000.000 di pesos argentini, pari a 1,47 pesos argentini per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 59.812.779 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.500.000 pesos argentini nel periodo maggio-ottobre 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA - Milano
L'Assemblea del 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 16.523 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 15.697 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Promgas SpA - Milano
L'Assemblea del 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 218.904 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 267.511 euro, pari a 26,75 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 48.607 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 133.755 euro in data 3 maggio 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 18 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 6.105.918 e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale, alla copertura delle perdite di esercizi precedenti e per la parte residua alla riserva disponibile.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 29 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 492.578 euro e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale e alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro, pari al 25% del capitale sociale di 312.000 euro.

Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA - Setubal (Portogallo)
L'Assemblea del 30 marzo 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 3.210.939 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, di destinare l'utile residuo di 2.921.954 euro a parziale copertura delle perdite pregresse.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Siciliana Gas SpA - Palermo
L'Assemblea del 28 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 49.053.877 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 46.601.183 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con l'utile di 2.730.146 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.590.800 euro, pari a 5,08 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.839 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5,08 euro in data 30 giugno 2005.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 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.

Transmed SpA - Milano
In data 12 settembre 2005 è stata costituita la società Transmed 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 la commercializzazione della capacità di trasporto di gas naturale.
La partecipazione nella società è costituita da n. 60.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 120.000 euro.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 14 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 9.619.415 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl - Venezia
L'Assemblea del 21 aprile 2005 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2004 che chiude con la perdita di 77.211 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo delle riserva sovrapprezzo quote.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2004 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.