

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.121	3.685
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.484	970
Crediti commerciali e altri crediti	17.971	18.568
Rimanenze	1.929	2.721
Attività per imposte correnti	575	447
Altre attività	387	877
	23.467	27.268
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	43.868	42.924
Altre immobilizzazioni		629
Rimanenze immobilizzate scorte d'obbligo	1.462	1.273
Attività immateriali	5.244	6.057
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.589	4.305
Altre partecipazioni	416	353
Altre attività finanziarie	1.105	860
Attività per imposte anticipate	1.847	1.145
Altre attività	979	992
	59.510	58.538
TOTALE ATTIVITÀ	82.977	85.806
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.916	4.032
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	809	890
Debiti commerciali e altri debiti	11.552	13.201
Passività per imposte correnti	3.296	2.671
Altre passività	648	720
	21.221	21.514
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.229	6.646
Fondi per rischi e oneri	7.615	8.553
Fondi per benefici ai dipendenti	939	937
Passività per imposte differite	8.370	8.762
Altre passività	1.015	417
	25.168	25.315
TOTALE PASSIVITÀ	46.389	46.829
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	1.463	1.321
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato è rappresentato da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (stesso numero 31 dicembre 2005)	4.005	4.005
Altre riserve	27.753	29.020
Utile dell'esercizio	7.583	10.005
Azioni proprie	(4.216)	(5.374)
Totale patrimonio netto di Eni	35.125	37.656
TOTALE PATRIMONIO NETTO	36.588	38.977
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	82.977	85.806

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	47.891	47.852
- Gas & Power	21.514	22.304
- Refining & Marketing	9.059	10.939
- Petrolchimica	3.923	3.940
- Ingegneria e Costruzioni	72	
- Altre attività	1.175	1.105
- Corporate e società finanziarie	441	321
- Elisione utili interni	(88)	(56)
	83.987	86.405
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	22.790	24.265
- Gas & Power	7.754	8.204
- Refining & Marketing	5.503	7.111
- Petrolchimica	2.715	2.751
- Ingegneria e Costruzioni	56	
- Altre attività	1.060	1.012
- Corporate e società finanziarie	245	144
- Elisione utili interni	(4)	(6)
	40.119	43.481
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	25.101	23.587
- Gas & Power	13.760	14.100
- Refining & Marketing	3.556	3.828
- Petrolchimica	1.208	1.189
- Ingegneria e Costruzioni	16	
- Altre attività	115	93
- Corporate e società finanziarie	196	177
- Elisione utili interni	(84)	(50)
	43.868	42.924

Le attività materiali per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie. Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	7.963	12.690	15.784
Gas & Power	3.371	3.237	3.681
Refining & Marketing	811	881	605
Petrolchimica	281	202	216
Ingegneria e Costruzioni	(52)	1	
Altre attività	(406)	(967)	(622)
Corporate e società finanziarie	(229)	(375)	(296)
Elisione utili interni		(141)	(23)
	11.739	15.528	19.345
Utile prima delle imposte	12.324	16.281	20.784

L'utile (perdita) operativo per settore di attività relativo agli esercizi 2004 e 2005 è stato riclassificato sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

38 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 attività materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	1.950	1.959	2.646
Incremento per nuove obbligazioni	193	311	12
Oneri operativi	80	106	112
Revisione delle stime precedenti	40	277	1.229
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)	(112)
Decremento per cessione di attività materiali	(234)		
Differenze di cambio da conversione	(36)	110	(101)
Altre variazioni	(2)	(10)	(16)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.959	2.646	3.770

Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes".

L'utile prima delle imposte si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Italia	5.468	4.727	6.190
Esteri	6.856	11.554	14.594
	12.324	16.281	20.784

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Correnti	4.470	7.217	9.130
Differite	1.112	1.116	1.354
	5.582	8.333	10.484

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	2006
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP	12.324	16.281	20.784
Aliquota fiscale teorica (%)	38,3	37,9	37,6
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.714	6.176	7.812
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946	2.770
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252	11
- differenze permanenti	(143)	131	(75)
- rivalutazione di imposte anticipate	(218)	(52)	(20)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(8)	(11)	(14)
- altre motivazioni	(44)	(109)	
	5.582	8.333	10.484

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)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	6.006	6.932
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	3.212	3.223
- costi per smantellamento e ripristino siti	376	724
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	690	522
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	485	431
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	245	232
- svalutazioni eccedenti di crediti	84	85
- fondo per rischi e oneri eccedenti	50	47
- plusvalenze a tassazione differita	34	23
- altre	775	805
	11.957	13.024
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.949)	(2.555)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(1.186)	(1.028)
- ammortamenti non deducibili	(904)	(749)
- perdite fiscali portate a nuovo	(510)	(337)
- svalutazioni di attività e rimanenze non deducibili	(135)	(120)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(237)	(67)
- altre	(1.062)	(927)
	(5.983)	(5.783)
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	549	376
	(5.434)	(5.407)
Passività nette per imposte differite	6.523	7.617

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 376 milioni di euro (549 milioni di euro al 31 dicembre 2005) 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 di quelle indicate ai fini IFRS (nota n. 22 – Passività per imposte differite) salvo quelle relative alle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2005 e 2006, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 4.589 e di 4.305 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 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,79	2.613
31 dicembre 2006				
Saipem SpA	189.423.307	43,54	19,71	3.734

Nel 2004, nel 2005 e nel 2006 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 e, nell'esercizio 2006, comprendono anche la

SnamProgetti SpA che è stata acquistata da Saipem nel corso del 2006 (v. nota 36 – Adeguamento del bilancio consolidato di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP) – punto A) Definizione dell'area di consolidamento). I dati di seguito indicati sono riferiti al bilancio consolidato Saipem.

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Totale attivo	5.968	9.531
- corrente	3.101	6.087
- non corrente	2.867	3.444
Totale passivo	4.325	7.946
- corrente	3.633	6.664
- non corrente	692	1.282

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Ricavi	4.306	4.528	7.517
Risultato operativo	328	365	599
Utile netto	235	255	384

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 del 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 40% 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.

Il 92% 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 30.800 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 53,39%), 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. 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 TIGAZ e in Slovenia attraverso l'Adriaplin.

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 2006 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 24,82 terawattora nel 2006. 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 (28%) e sul mercato spot (16%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione.

Il 35,9% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le società controllate operanti nel settore (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 controllate operanti nel settore, Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera, nonché nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 20% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 riguarda lavori commissionati da Eni.

Costi esplorativi sospesi

A partire dal 1° gennaio 2005, l'Eni ha adottato la Position FAS 19-1 "Accounting for Suspended Well Costs" (FSP 19-1), che modifica lo *Statement of Financial Accounting Standards No. 19 (FAS 19) "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies"*. A seguito dell'adozione del FSP 19-1, i costi di perforazione esplorativa sono temporaneamente capitalizzati in attesa di determinare la certezza delle riserve del pozzo, a condizione che: (a) sia stato individuato un volume di riserve tale da giustificare il completamento del pozzo ai fini dell'avvio dell'attività di produzione; (b) l'impresa dimostri di progredire nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto. Qualora entrambe le condizioni non sono verificate o le informazioni in possesso dell'impresa fanno emergere ragionevoli dubbi sulla sussistenza delle condizioni economiche e tecniche per la fattibilità del progetto, i costi sostenuti sono svalutati integralmente e imputati a conto economico al netto di eventuali valori di realizzo. Il FSP 19-1 fornisce una serie di indicatori per dimostrare un sufficiente progresso nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto, tra i quali: (i) il sostenimento dei costi per valutare le riserve e il loro potenziale sviluppo; (ii) l'esistenza di contratti (o attive negoziazioni) per la vendita di petrolio e gas naturale; (iii) l'esistenza di piani di sviluppo, tempistiche o impegni contrattuali, che possono includere anche rilevazioni sismografiche e attività di perforazioni di ulteriori pozzi esplorativi. L'ammontare dei costi esplorativi sospesi si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 1° gennaio	513	551
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	128	384
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(96)	(64)
Riclassifica a impianti e macchinari a seguito della determinazione delle riserve certe	(67)	(45)
Cessioni	(1)	(3)
Differenze cambio da conversione	74	(71)
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 31 dicembre	551	752

I pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per anno di completamento come segue:

	2005		2006	
	Millioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Millioni di euro	n. di pozzi in quota Eni
Minore di 1 anno	148	9,35	360	15,54
da 1 a 3 anni	323	24,09	272	13,71
da 3 a 8 anni	80	5,53	120	11,27
	551	38,97	752	40,52

I pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per tipologia di progetto come segue:

	2005		2006	
	Millioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Millioni di euro	n. di pozzi in quota Eni
Progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	148	9,35	360	15,54
Progetti con attività esplorativa in corso o pianificata con certezza	344	21,21	307	15,18
Progetti con attività esplorativa già sottoscritta o programmata:				
- progetti con perforazione esplorativa in programma	159	9,37	186	9,79
- altre attività esplorative	185	11,84	121	5,39
Progetti con attività esplorativa completata:	59	8,41	85	9,80
- progetti che stanno progredendo verso l'avvio delle attività di commercializzazione/sanction	45	6,22	63	7,00
- progetti in attesa di finalizzazione delle infrastrutture di sviluppo	14	2,19	22	2,80
Numero dei pozzi alla fine dell'esercizio	551	38,97	752	40,52

Nel 2006 sono stati sospesi costi per 752 milioni di euro, di cui 360 relativi a 15,54 pozzi in quota Eni ultimati da meno di un anno. I restanti 392 milioni di euro sono relativi a 24,98 pozzi in quota Eni ultimati da più di un anno, di cui il 78% è associato a progetti con attività esplorativa in corso.

Modifica dei criteri contabili

A partire dal 31 dicembre 2006, Eni applica lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 158 "Employer's Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans - an amendment of FASB Statemets n. 87, 88, 106, and 132 (R)"* (SFAS 158) in base al quale il fondo per benefici ai dipendenti rilevato nello stato patrimoniale rappresenta l'intero ammontare della passività attuariale, ossia comprensiva degli utili e delle perdite derivanti da modifiche delle ipotesi attuariali. Gli utili e le perdite attuariali non rilevati a conto economico sono imputati, al netto del relativo effetto fiscale, ad incremento/decremento della riserva di patrimonio netto "Altre componenti dell'utile complessivo". Negli esercizi successivi, gli utili e le perdite attuariali "sospesi" nella riserva di patrimonio netto sono imputati a conto economico secondo il metodo del corridoio.

Gli effetti dell'applicazione dello SFAS 158 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2005	128
Perdite attuariali imputate a conto economico nel 2006	(28)
Variazione perdite attuariali nette	(65)
Variazione dell'area di consolidamento	(3)
Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2006	32

Le perdite attuariali che saranno imputate a conto economico nel 2007 ammontano a 3 milioni di euro.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2006 il FASB ha emanato l'Interpretazione n. 48 "*Accounting for uncertainty in income taxes*" (FIN 48) che definisce i criteri per la rilevazione e valutazione dei benefici fiscali dell'impresa (cd "posizioni fiscali") che presentano gradi di incertezza in merito alla loro effettiva realizzazione. In particolare, le disposizioni della FIN 48 stabiliscono la rilevazione in bilancio degli effetti positivi delle posizioni fiscali individuate esclusivamente nei casi in cui la loro effettiva realizzazione è considerata "più probabile che non". Il valore del beneficio fiscale iscrivibile in bilancio corrisponde al maggiore ammontare che si prevede di realizzare con una probabilità cumulata superiore al 50%. Le eventuali differenze tra la posizione fiscale assunta in sede di dichiarazione dei redditi e l'ammontare rilevato in bilancio rappresentano passività da rilevare in bilancio. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2007.

Nel settembre 2006 il FASB ha emanato lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 157 "Fair value measurement"* (SFAS 157). Lo SFAS 157 stabilisce i principi di riferimento da adottare nei casi in cui gli U.S. GAAP prevedano la valutazione di attività e passività al *fair value*. Secondo lo SFAS 157, il *fair value* è determinato privilegiando le assunzioni utilizzate dagli operatori di mercato piuttosto che quelle interne dell'impresa. L'utilizzo di assunzioni interne è ammesso esclusivamente nel caso in cui non esistano informazioni agevolmente reperibili sul mercato; pertanto in loro presenza l'impresa adegua le assunzioni interne a quelle di mercato. Lo SFAS 157 definisce una "gerarchia" di *fair value*, articolata su tre livelli, basata sulle caratteristiche degli *input* utilizzati in sede di determinazione del valore. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Nel febbraio 2007 il FASB ha emanato lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 159 "The Fair Value Option for Financial Assets and Financial Liabilities including an amendment of FASB Statement n. 115"* (SFAS 159). Lo SFAS 159, al fine di consentire una valutazione omogenea di attività e passività tra loro collegate, riducendo la volatilità dei risultati economici, prevede la facoltà di valutare alcuni strumenti, finanziari e non, al *fair value* (cd. *fair value option*). La decisione di adottare la "*fair value option*" è irrevocabile. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Eni sta analizzando i nuovi principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione delle nuove disposizioni avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico del Gruppo secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(b)	Totale
31.12.2005								
Attività relative a riserve certe ^(a)	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623	435	46.058
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042	55	2.097
Attrezzature di supporto e altre attività	253	1.385	272	33	93	2.036	9	2.045
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139	53	4.192
Costi capitalizzati lordi	10.699	11.541	9.867	9.017	12.716	53.840	552	54.392
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.619)	(4.697)	(26.510)	(316)	(26.826)
Costi capitalizzati netti	3.811	6.428	4.674	4.398	8.019	27.330	236	27.566
31.12.2006								
Attività relative a riserve certe ^(a)	10.780	9.335	8.476	8.790	9.424	46.805	436	47.241
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	132	385	460	1.106	2.116	35	2.151
Attrezzature di supporto e altre attività	287	1.238	451	33	98	2.107	8	2.115
Immobilizzazioni in corso	655	599	812	300	2.248	4.614	51	4.665
Costi capitalizzati lordi	11.755	11.304	10.124	9.583	12.876	55.642	530	56.172
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.184)	(5.403)	(5.402)	(5.345)	(5.187)	(28.521)	(311)	(28.832)
Costi capitalizzati netti	4.571	5.901	4.722	4.238	7.689	27.121	219	27.340

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(b)	Totale
2004								
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499		499
Costi di sviluppo ^(a)	431	965	881	391	1.407	4.075		4.075
Totale costi sostenuti	495	1.069	952	457	1.601	4.574		4.574
2005								
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134		134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156		156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664	18	682
Costi di sviluppo ^(a)	644	960	909	528	1.396	4.437	31	4.468
Totale costi sostenuti	721	1.113	1.044	655	1.858	5.391	49	5.440
2006								
Acquisizioni di riserve certe	139	10				149		149
Acquisizioni di riserve probabili e possibili					3	3		3
Costi di ricerca	128	270	471	174	305	1.348	26	1.374
Costi di sviluppo ^(a)	1.120	893	963	538	1.365	4.879	31	4.910
Totale costi sostenuti	1.387	1.173	1.434	712	1.673	6.379	57	6.436

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle attività secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations" per 233 milioni di euro nel 2004, 588 milioni di euro nel 2005 e 1.241 milioni di euro nel 2006.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate 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 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 quote di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(b)	Totale
2004								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854		9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613		4.613
Totale ricavi	2.781	3.232	3.068	2.792	2.594	14.467		14.467
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)		(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)		(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)		(423)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)		(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)		(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)		(80)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.759	1.992	1.581	1.676	924	7.932		7.932
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)		(3.824)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.127	998	636	728	619	4.108		4.108
2005								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	828	13.733		13.733
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	2.883	6.906	106	7.012
Totale ricavi	3.294	5.392	4.646	3.596	3.711	20.639	106	20.745
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(338)	(1.769)	(16)	(1.785)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)	(207)	(990)	(3)	(993)
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)	(181)	(435)	(30)	(465)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(512)	(711)	(632)	(710)	(1.007)	(3.572)	(58)	(3.630)
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55	(251)	(977)	7	(970)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(45)	(9)	(15)	(31)	(6)	(106)		(106)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.082	3.725	2.909	2.353	1.721	12.790	6	12.796
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)	(580)	(6.743)	(19)	(6.762)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.320	1.528	1.091	967	1.141	6.047	(13)	6.034
2006								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.601	4.185	4.817	3.295	973	16.871		16.871
- vendite a terzi	184	3.012	967	983	2.594	7.740	120	7.860
Totale ricavi	3.785	7.197	5.784	4.278	3.567	24.611	120	24.731
Costi operativi	(249)	(496)	(475)	(481)	(338)	(2.039)	(18)	(2.057)
Imposte sulla produzione	(181)	(95)	(475)		(82)	(833)	(3)	(836)
Costi di ricerca	(70)	(101)	(90)	(100)	(193)	(554)	(9)	(563)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(454)	(869)	(778)	(755)	(1.015)	(3.871)	(42)	(3.913)
Altri (oneri) proventi	(287)	(569)	(195)	44	(343)	(1.350)	7	(1.343)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(34)	(12)	(12)	(40)	(14)	(112)		(112)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.510	5.055	3.759	2.946	1.582	15.852	55	15.907
Imposte sul risultato	(928)	(2.979)	(2.094)	(1.821)	(600)	(8.422)	(31)	(8.453)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.582	2.076	1.665	1.125	982	7.430	24	7.454

(a) Include svalutazioni di attività per 300 milioni di euro nel 2004, 147 milioni di euro nel 2005 e 134 milioni di euro nel 2006.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate 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* n. 69. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2003, 2004, 2005 e 2006 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione¹³ delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2006 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,4 miliardi di boe, pari a circa il 21% delle riserve al 31 dicembre 2006. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2004-2006 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 76% 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 assolti 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 51%, il 48% e il 53% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006. 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 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006.

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'1,4%, l'1,7% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006; (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 per area geografica 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 2004, 2005 e 2006.

(13) 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	Riserve società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(a)	Totale
Riserve al 31.12.2003	252	1.080	1.038	529	1.239	4.138		4.138
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15		15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206		206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)		(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)		(37)
Riclassifica dei dati 2004 relativi a società in joint venture e collegate		(26)	(9)		(1)	(36)	36	
Riserve al 31.12.2004	225	967	1.047	450	1.283	3.972	36	4.008
Acquisizioni	2		6		47	55		55
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(88)	(39)	(9)	(48)
Miglioramenti di recupero		43	29		15	87		87
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	16	77		77
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(83)	(404)	(2)	(406)
Riserve al 31.12.2005	228	961	936	433	1.190	3.748	25	3.773
Revisioni di precedenti stime ^(b)	15	61	(85)	20	53	64	1	65
Miglioramenti di recupero		49	41		14	104	1	105
Estensioni e nuove scoperte		30	11		62	103		103
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(61)	(390)	(3)	(393)
Cessioni ^(c)				(2)	(170)	(172)		(172)
Riserve al 31.12.2006	215	982	786	386	1.088	3.457	24	3.481

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(a)	Totale
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447		2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471		2.471
Riserve al 31.12.2005	149	697	568	353	564	2.331	19	2.350
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	402	2.126	18	2.144

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Include l'effetto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val d'Agri in Italia.

(c) Include 170 milioni di barili riguardanti la soluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al campo Daci6n.

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve certe società consolidate	Riserve certe società in joint venture e collegate ^(b)	Totale
Riserve al 31.12.2003	117.966	154.822	46.897	62.941	127.301	509.927		509.927
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200		34.200
Miglioramenti di recupero			289			289		289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071		20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)		(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)		(7.202)
Riclassifica dei dati 2004 relativi a società in joint venture e collegate		(601)	(43)		(3.798)	(4.442)	4.442	
Riserve al 31.12.2004	108.124	182.114	48.922	58.089	120.329	517.578	4.442	522.020
Acquisizioni	1.797		226		6.266	8.289		8.289
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(10.377)	(6.824)	(1.352)	(8.176)
Miglioramenti di recupero		324				324		324
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407	1.589	12.818		12.818
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(7.968)	(36.594)	(558)	(37.152)
Riserve al 31.12.2005	104.102	173.208	55.670	52.772	109.839	495.591	2.532	498.123
Acquisizioni				123		123		123
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	6.504	14.243	(187)	14.056
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36	3.729	9.420	8	9.428
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(8.643)	(40.703)	(430)	(41.133)
Cessioni				(208)		(208)		(208)
Riserve al 31.12.2006	96.022	168.380	54.583	48.052	111.429	478.466	1.923	480.389

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve certe società consolidate	Riserve certe società in joint venture e collegate ^(b)	Totale
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504		289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364		297.364
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	74.231	315.991	1.971	317.962
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	74.094	310.068	1.349	311.417

(a) I dati al 31 dicembre 2003, 2004, 2005, 2006 comprendono rispettivamente, 21.144, 20.875, 21.521 e 21.341 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate 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 2004, 2005 e 2006 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

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 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.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(a)	Totale
31.12.2004								
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404		150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)		(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)		(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	22.737	29.063	19.858	13.934	24.888	110.480		110.480
Imposte su reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)		(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.138	17.576	8.909	5.110	18.152	64.885		64.885
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)		(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.132	9.984	5.642	3.760	8.740	37.258		37.258
31.12.2005								
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	50.590	229.680	1.055	230.735
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(6.399)	(36.274)	(226)	(36.500)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(4.059)	(15.323)	(89)	(15.412)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	28.658	52.110	33.754	23.429	40.132	178.083	740	178.823
Imposte sul reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(81.012)	(187)	(81.199)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.768	29.366	12.698	8.204	28.035	97.071	553	97.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(15.705)	(41.720)	(182)	(41.902)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	11.125	17.271	8.576	6.049	12.330	55.351	371	55.722
31.12.2006								
Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	48.591	216.223	1.038	217.261
Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(5.915)	(36.162)	(224)	(36.386)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(4.576)	(21.828)	(79)	(21.907)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	30.670	49.291	24.042	16.130	38.100	158.233	735	158.968
Imposte sul reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(11.473)	(71.992)	(227)	(72.219)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	19.832	24.652	9.901	5.229	26.627	86.241	508	86.749
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(16.504)	(43.014)	(154)	(43.168)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.339	14.021	6.907	3.837	10.123	43.227	354	43.581

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

Di seguiti sono riportate le variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2004, 2005 e 2006.

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Valore all'inizio dell'esercizio	31.264	37.258	55.722
- valore all'inizio dell'esercizio relativo a società in <i>joint venture</i> e collegate ^(a)		(357)	(371)
Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società consolidate	31.264	36.901	55.351
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a società consolidate, al netto dei costi di produzione	(12.172)	(17.880)	(21.739)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	13.031	33.372	4.097
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	2.806	3.527	3.629
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.437)	(3.654)	(6.964)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.229	3.865	3.558
- revisioni delle quantità stimate	1.658	47	383
- effetto dell'attualizzazione	5.328	6.573	9.489
- variazione netta delle imposte sul reddito	(4.805)	(17.327)	3.060
- acquisizioni di riserve		977	10
- cessioni di riserve	(727)		(1.252)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	83	8.950	(6.395)
Saldo aumenti (diminuzioni)	5.994	18.450	(12.124)
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società consolidate	37.258	55.351	43.227
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in <i>joint venture</i> e collegate		371	354
Valore alla fine dell'esercizio	37.258	55.722	43.581

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Relazione della Società di revisione



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 del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2006. 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 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.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 28 aprile 2006.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2006 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; 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.

Milano, 3 maggio 2007

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 Cefalonio 70 Tel. 0302219811 - Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 - 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 Posco:le 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561