

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

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	37.832	37.432
- Gas & Power	10.715	11.825
- Refining & Marketing	8.874	8.374
- Petrolchimica	3.606	5.237
- Ingegneria e Servizi	80	100
- Altre attività	229	323
	61.336	63.291
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	16.750	17.044
- Gas & Power	3.643	4.184
- Refining & Marketing	4.970	4.654
- Petrolchimica	2.519	3.587
- Ingegneria e Servizi	54	61
- Altre attività	130	192
	28.066	29.722
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.082	20.388
- Gas & Power	7.072	7.641
- Refining & Marketing	3.904	3.720
- Petrolchimica	1.087	1.650
- Ingegneria e Servizi	26	39
- Altre attività	99	131
	33.270	33.569

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile operativo per settore			
Exploration & Production	6.721	6.170	5.542
Gas & Power	2.482	3.006	2.665
Refining & Marketing	747	743	75
Petrolchimica	(102)	(1.080)	(368)
Ingegneria e Servizi	(14)	(11)	(7)
Altre attività	(172)	(186)	(251)
	9.662	8.642	7.656
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	10.067	10.330	8.350

d) Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC**Piani di azionariato dei dipendenti**

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti, l'Eni ha definito dei piani di assegnazione di azioni gratuite e un piano di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono indicate nella relazione sulla gestione del bilancio dell'Eni SpA e i relativi costi sono compresi nell'utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP (nota 26 - c) in applicazione dell'Accounting Principles Board Opinion n. 25 ("APB 25") come consentito dallo Statement of Financial Accounting Standards n. 123 "Accounting for Stock-Based Compensation" ("SFAS 123"). L'applicazione dello SFAS 123 anziché dell'APB 25 non comporta effetti significativi.

Imposte sul reddito

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

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Italia	5.591	6.614	4.592
Estero	4.476	3.716	3.758
	10.067	10.330	8.350

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Correnti	5.367	3.128	3.461
Differite	(1.054)	742	(602)
	4.313	3.870	2.859

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 36% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	10.067	10.330	8.350
Aliquota fiscale teorica	42,3%	41,1%	41,4%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.261	4.242	3.453
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	378	609	199
- differenze permanenti	52	(394)	64
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	29	15	(1)
- imposte sulle riserve distribuibili	(51)	169	(75)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(52)	(240)	(420)
- altre motivazioni	31	(156)	(361)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(335)	(375)	
	52	(372)	(594)
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	4.313	3.870	2.859

Le altre motivazioni di 356 milioni di euro riguardano per 190 milioni di euro l'effetto dell'adeguamento del debito differito netto U.S. GAAP alla nuova aliquota fiscale italiana (34% anziché 36%).

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (348 milioni di euro).

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini U.S. GAAP, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (5.248 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.188 milioni di euro), sono di 4.060 milioni di euro (4.889 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

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

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.380	3.710
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.554	2.236
- maggior costo su acquisti di partecipazioni consolidate	1.381	847
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	737	626
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	322	248
- svalutazioni eccedenti di crediti	127	134
- plusvalenze a tassazione differita	69	82
- altre	441	607
	9.011	8.490
Imposte sul reddito anticipate:		
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(2.332)	(1.840)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.873)	(1.837)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.116)	(1.502)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(892)	(843)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(220)	(559)
- ammortamenti non deducibili	(353)	(383)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(258)	(337)
- rivalutazioni e riprese di valore delle immobilizzazioni	(31)	(14)
- altre	(306)	(438)
	(7.381)	(7.753)
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.259	3.323
	(4.122)	(4.430)
Passività nette per imposte differite	4.889	4.060

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.259 e 3.323 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

Acquisizione Lasmo Plc

Il 2 febbraio 2001 Eni ha completato l'acquisto delle azioni della Lasmo Plc per un importo complessivo di 4.381 milioni di euro oltre all'acquisizione del debito finanziario netto di 972 milioni di euro. Prima dell'acquisizione Lasmo Plc era una società indipendente con sede nel Regno Unito operante nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi con attività principalmente nel Mare del Nord, Indonesia, Venezuela, Pakistan, Libia e Algeria. La Lasmo Plc è stata acquisita per rafforzare ulteriormente la posizione dell'Eni in due delle sue aree geografiche più importanti, Nord Africa e Mare del Nord, per entrare nel mercato del gas in Asia e per avere una presenza operativa in Venezuela. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo di acquisto e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato.

(milioni di €)

Prezzo pagato per il capitale azionario	4.336
Costi sostenuti per l'acquisizione	45
	4.381
Indebitamento finanziario netto acquisito	972
Totale prezzo di acquisto	5.353
Allocazione del prezzo di acquisto:	
- valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali acquisite	6.068
- differenza da consolidamento	858
- imposte differite nette	(1.448)
- altre attività e passività	(125)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	5.353

Le imposte differite nette di 1.448 milioni di euro includono l'effetto fiscale differito tra il valore di mercato delle attività e passività acquisite e l'equivalente valore fiscale. La differenza da consolidamento riconosciuta ai fini U.S. GAAP di 858 milioni di euro è superiore di 557 milioni di euro rispetto a quella riconosciuta ai fini del bilancio italiano a seguito delle maggiori passività per imposte differite e alla capitalizzazione dei costi di ristrutturazione. L'effetto relativo all'ammortamento del maggior valore della differenza da consolidamento è stato inserito nella nota c) alla voce "Rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello sforzo coronato da successo".

Gli effetti dell'acquisizione della Lasmo Plc sui risultati economici dell'Eni non sono significativi.

Partecipazioni

Il valore netto delle partecipazioni di 3.767 e di 3.900 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002 comprende la Società Italiana per il Gas pA e la Saipem SpA, quotate nella Borsa italiana, che sono incluse nell'area di consolidamento ai fini del bilancio Italian GAAP e sono valutate con il criterio del patrimonio netto ai fini del bilancio U.S. GAAP; di seguito sono riportati il valore del patrimonio netto e il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	Equity ratio (%)	Valore del PN (milioni di euro)	Prezzo delle azioni (euro)	Valore del PN Eni (milioni di euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2002						
Società Italiana per il Gas pA	153.236.124	43,97	1.456	12,96	640	1.986
Saipem SpA	189.423.307	43,00	1.236	6,35	531	1.203
					1.171	3.189
31 dicembre 2001						
Società Italiana per il Gas pA	142.538.826	40,90	1.635	10,53	669	1.501
Saipem SpA	189.206.919	43,00	1.060	5,49	456	1.039
					1.125	2.540

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94-6 "Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties".

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria e Gabon), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei terri-

tori dell'ex Unione Sovietica, (principalmente Kazakhstan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia, Pakistan e Cina). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing dell'Eni e circa il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power dell'Eni.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione delle norme contenute nel D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: L'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Circa l'80% del fabbisogno totale di gas naturale della distribuzione primaria è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di take-or-pay e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 3.700 chilometri nella quale l'Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata dall'Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 59,76%), società quotata presso la borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. L'Eni è presente nel settore delle aziende di distribuzione locale di gas – che svolgono attività di vendita al dettaglio di gas naturale alle utenze civili e commerciali in ambito urbano – attraverso l'Italgas, maggiore società italiana del settore, della quale l'Eni detiene il 98,285% del capitale sociale a seguito dell'offerta pubblica di acquisto lanciata sulle azioni Italgas nel dicembre 2002 e chiusa nel gennaio 2003. È in corso lo squeeze out degli azionisti residui di Italgas. L'Eni opera nella distribuzione locale di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immmissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si ridurrà di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali suddette sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

L'Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di circa 1.000 megawatt presso le centrali di Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna e Brindisi e una produzione di circa 5 mila gigawattora, di cui circa il 30% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: L'Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America) attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 60% dal settore Exploration & Production dell'Eni e per il residuo 40% dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (12%). Circa il 45% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), che possiedono i business petrolchimici fondamentali dell'Eni, e l'EniChem SpA, che possiede le attività petrolchimiche residuali, l'Eni opera nella filiera olefine, aromatici, intermedi, stirenici ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 50% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing dell'Eni.

INGEGNERIA E SERVIZI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la borsa italiana, e le sue controllate, l'Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, l'Eni è uno dei maggiori operatori mondiali nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e petrolchimica. Circa il 13% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2002 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio in conformità ai principi contabili italiani e l'adeguamento agli U.S. GAAP impongono agli amministratori di effettuare stime e ipotesi che influiscono sul valore di bilancio delle attività e passività, sulle informazioni delle passività potenziali alla data di bilancio e sui ricavi e i costi dell'esercizio. I risultati effettivi potranno essere diversi da quelli stimati.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2001, nell'aprile e nel giugno 2002 il Financial Accounting Standard Board ha emanato, rispettivamente, i principi n. 143 "Accounting for asset retirement obligation" (SFAS 143), n. 145 "Rescission of FASB Statement n. 4, 44, and 64, amendment of FASB Statement n. 13, and technical corrections" (SFAS 145) e n. 146 "Accounting for cost associated with exit and disposal activities" (SFAS 146).

Lo SFAS 143 definisce i criteri di valutazione e rilevazione delle passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali, da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione iniziale del valore di mercato della passività. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dal 2003.

Lo SFAS 145 sostituisce lo SFAS 4 "Reporting gains and losses from extinguishment of debt", lo SFAS 44 "Accounting for intangible assets of motor carriers" e lo SFAS 64 "Extinguishment of debt made to satisfy sinking-fund requirements" e stabilisce che i proventi e oneri derivanti dall'estinzione di debiti sono classificati tra le componenti straordinarie esclusivamente se non usuali e non ricorrenti. Il principio, inoltre, modifica le disposizioni dello SFAS 13 "Accounting for leases" stabilendo che le trasformazioni dei leasing finanziari in leasing operativi, poste in essere successivamente al 15 maggio 2002, sono rilevate secondo le disposizioni definite per le operazioni di leaseback; l'applicazione di questa modifica non ha prodotto effetti. Le restanti parti del documento saranno in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 maggio 2002, pertanto, per l'Eni saranno applicate a partire dal 2003.

Lo SFAS 146, che sostituisce l'Emerging Issues Task Force (EITF) Issue n. 94-3 "Liability recognition for certain employee termination benefits and other cost to exit an activity (including certain costs incurred in a restructuring)", definisce i criteri di valutazione e rilevazione dei costi associati all'uscita o eliminazione di attività, comprese le ristrutturazioni, stabilendo la rilevazione delle relative passività esclusivamente in presenza di obbligazioni attuali, vincolanti per l'impresa. La valutazione iniziale delle passività avviene al valore di mercato adeguato, nei periodi successivi, per recepire le revisioni di stima e l'incremento derivanti dal trascorrere del tempo. Questo documento sarà in vigore a partire dalle operazioni poste in essere successivamente alla data del 31 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dal 2003.

Nel novembre 2002, il FASB ha emesso l'interpretazione n. 45 "Guarantor's Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others" (FIN 45) che definisce i criteri di rilevazione delle garanzie emesse o modificate successivamente alla data del 31 dicembre 2002.

Nel gennaio 2003 il FASB ha emesso l'interpretazione n. 46 "Consolidation of Variable Interest Entities" (FIN 46) che modifica le disposizioni dell'Accounting Research Bulletin n. 51 "Consolidated Financial Statements" definendo le fattispecie in cui è previsto il consolidamento delle imprese a interesse variabile (cd. variable interest entity). Le variable interest entity sono imprese in cui un'altra ha un rapporto partecipativo, contrattuale o finanziario variabile al variare del valore dell'attivo netto. Le disposizioni della FIN 46 sono applicabili immediatamente alle variable interest entity costituite successivamente al 31 gennaio 2002; per le variable interest entity esistenti al 31 gennaio 2002 e che soddisfano le condizioni previste dalla FIN 46, il consolidamento è previsto a partire dal primo bilancio annuale o infrannuale che inizia dopo il 15 giugno 2003 (per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2004).

L'Eni sta analizzando i principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

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

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

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2001						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	7.645	7.624	6.723	7.986	5.382	35.360
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		672	238	811	1.913	3.634
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	295	56	191	52	47	641
Immobilizzazioni in corso	845	508	501	225	1.718	3.797
Costi capitalizzati lordi	8.785	8.860	7.653	9.074	9.060	43.432
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.109)	(4.333)	(4.378)	(3.612)	(1.894)	(19.326)
Costi capitalizzati netti ^(a)	3.676	4.527	3.275	5.462	7.166	24.106
31.12.2002						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	8.030	6.782	6.377	8.112	5.638	34.939
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		527	130	684	1.593	2.934
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	251	43	174	49	51	568
Immobilizzazioni in corso	773	889	795	147	1.958	4.562
Costi capitalizzati lordi	9.054	8.241	7.476	8.992	9.240	43.003
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.427)	(4.090)	(4.048)	(4.192)	(2.262)	(20.019)
Costi capitalizzati netti ^(a)	3.627	4.151	3.428	4.800	6.978	22.984

(a) Importo al netto di "assets non oil" per 50 milioni di euro nel 2001 e 73 milioni di euro nel 2002.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2000						
Acquisizioni di riserve certe		8	32	443	880	1.363
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca	155	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo ^(a)	567	415	372	346	617	2.317
Totale costi sostenuti ^(b)	722	604	589	942	1.972	4.829
2001						
Acquisizioni di riserve certe ^(c1)	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili ^(c2)		438		495	704	1.637
Costi di ricerca ^(c3)	89	139	97	166	598	1.089
Costi di sviluppo ^(a)	600	498	698	328	1.337	3.461
Totale costi sostenuti ^(b)	703	1.578	795	2.400	3.893	9.369
2002						
Acquisizioni di riserve certe				104	24	128
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				22	167	189
Costi di ricerca	69	116	203	84	430	902
Costi di sviluppo ^(a)	440	724	986	316	1.622	4.088
Totale costi sostenuti	509	840	1.189	526	2.243	5.307

(a) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 94, 71 e 57 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 2000, 2001 e 2002 e beni patrimoniali per 98 e 48 milioni di euro per gli esercizi 2000 e 2001.

(b) Include il costo di acquisizione esposto al netto delle corrispondenti imposte differite per 165 milioni di euro nell'esercizio 2000 (British-Borneo Plc) e 974 milioni di euro nell'esercizio 2001 (Lasmo Plc).

(c1) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 3.115 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 503, Mare del Nord 1.371, Resto del mondo 1.241.

(c2) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 1.637 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 438, Mare del Nord 495, Resto del mondo 704.

(c3) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 332 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 13, Mare del Nord 81, Resto del mondo 238.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni. Le relative imposte sul reddito sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2000						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.336	1.748	2.114	1.205	531	8.934
- vendite a terzi	136	1.134	190	373	660	2.493
Totale ricavi	3.472	2.882	2.304	1.578	1.191	11.427
Costi di produzione	(399)	(459)	(517)	(238)	(125)	(1.738)
Costi di ricerca	(192)	(84)	(60)	(45)	(180)	(561)
Ammortamenti e svalutazioni	(407)	(393)	(327)	(358)	(375)	(1.860)
Altri (oneri) proventi	(30)	(196)	(132)	(55)	(117)	(530)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.444	1.750	1.268	882	394	6.738
Imposte sul reddito	(986)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.098)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.458	873	590	403	316	3.640
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.807	1.265	322	7.994
- vendite a terzi	140	1.181	169	1.250	1.271	4.011
Totale ricavi	3.300	2.621	1.976	2.515	1.593	12.005
Costi di produzione	(479)	(461)	(477)	(522)	(306)	(2.245)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(51)	(326)	(628)
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(417)	(315)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(79)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(a)	2.183	1.510	985	1.159	135	5.972
Imposte sul reddito	(877)	(605)	(628)	(672)	(136)	(2.918)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.306	905	357	487	(1)	3.054
2002						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.871	1.673	1.856	1.748	281	8.429
- vendite a terzi	253	1.226	186	695	1.414	3.774
Totale ricavi	3.124	2.899	2.042	2.443	1.695	12.203
Costi di produzione	(356)	(462)	(527)	(510)	(284)	(2.139)
Costi di ricerca	(80)	(71)	(116)	(117)	(294)	(678)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(528)	(532)	(390)	(863)	(758)	(3.071)
Altri (oneri) proventi	(258)	(186)	(122)	(47)	(183)	(796)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(a)	1.902	1.648	887	906	176	5.519
Imposte sul reddito	(751)	(852)	(578)	(445)	(83)	(2.709)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.151	796	309	461	93	2.810

(a) Il risultato operativo dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi include i ricavi e i costi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base delle delibere n. 26/2002 del 27 febbraio 2002 e n. 49/2002 del 26 marzo 2002 emesse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

(b) Include svalutazioni di asset per 227 milioni di euro.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per il loro ricompletamento.

Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altre tecniche di recupero, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate o certe non sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la risposta della produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere ottenuto.

Le definizioni utilizzate dall'Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate della "U.S. Securities and Exchange Commission". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1999, 2000, 2001 e 2002 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni "Production Sharing Agreement" (PSA). Le valutazioni delle riserve potrebbero, conseguentemente, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Nei Paesi in cui Eni opera con PSA, le riserve certe sono rappresentate in funzione della quota di partecipazione dell'Eni (calcolato sulla base delle regole contrattuali del PSA) sulle quantità di riserve di petrolio e gas stimate come recuperabili negli anni futuri. Le quantità delle riserve destinate all'Eni sono stimate in funzione dei costi da recuperare, delle imposte dovute dall'Eni ma pagate da terzi per suo conto e della quota di diritto dell'Eni restante dopo il recupero dei costi.

Le riserve comprendono i volumi di gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 2000, 2001 e 2002.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	328	1.071	900	417	421	3.137
Acquisizioni		3	12	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	59	36	166	290
Miglioramenti di recupero		2	9			11
Estensioni e nuove scoperte	9	6	32	1	17	65
Produzione	(28)	(84)	(78)	(45)	(39)	(274)
Cessioni		(1)				(1)
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	296	1.039	934	455	698	3.422
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasma Plc)						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	29	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	24	70
Produzione	(25)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(5)
Riserve al 31.12.2001	309	1.171	976	552	940	3.948
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	255	1.072	1.022	498	936	3.783

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241

(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasma Plc)

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	182.339	127.528	27.305	37.694	12.072	386.938
Acquisizioni				5.531	4.249	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.435	7.242	(551)	(654)	10.722	21.194
Miglioramenti di recupero		50				50
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		218	8.489	25.297
Produzione	(14.450)	(4.383)	(641)	(2.646)	(2.828)	(24.948)
Cessioni	(6)					(6)
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	173.451	145.894	26.113	40.143	32.704	418.305
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.939	45.605
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	355	4.190	23.580	42.338
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.869	18	497	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(5.179)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(114)		(114)
Riserve al 31.12.2001	159.716	155.987	26.210	53.567	87.942	483.422
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	149.929	157.531	43.414	53.767	122.861	527.502

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 1999, 2000, 2001 e 2002 comprendono, rispettivamente, 21.399, 22.183, 20.618 e 22.065 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2000, 2001 e 2002 includono i pagamenti annuali che la divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso: (i) l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio; (ii) gas acquistato.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopracitate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del "Statement of Financial Accounting Standard n. 69". Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe dell'Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2000						
Entrate di cassa future	50.505	39.551	22.057	16.761	17.778	146.652
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.875)	(3.349)	(2.999)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.310)	(4.981)	(2.708)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	41.885	24.800	13.474	12.552	12.275	104.986
Imposte sul reddito future	(15.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	26.258	13.276	5.536	6.187	9.440	60.697
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.867)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	14.055	6.130	3.166	4.320	5.030	32.701
Quota Eni del valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri detenuto tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						1.058
31.12.2001						
Entrate di cassa future ^(a)	32.310	37.780	20.154	17.444	20.715	128.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(5.779)	(4.466)	(5.073)	(31.603)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.593)	(2.607)	(15.255)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.389	21.555	11.181	11.385	13.035	81.545
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.471	12.297	4.807	5.801	9.916	48.292
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.925)	(6.612)	(1.992)	(1.611)	(4.381)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.546	5.685	2.815	4.190	5.535	26.771
31.12.2002						
Entrate di cassa future ^(a)	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	25.687	27.563	19.741	13.374	19.731	106.096
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	16.802	15.399	8.421	5.776	14.138	60.536
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.331	7.988	4.887	4.199	8.075	34.480

(a) La voce "Entrate di cassa future" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base delle delibere n. 26/2002 del 27 febbraio 2002 e n. 49/2002 del 26 marzo 2002 emesse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2000, 2001 e 2002.

(milioni di €)	2000	2001	2002
Valore all'inizio dell'esercizio	22.753	32.701	26.771
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.689)	(9.760)	(10.064)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	11.889	(16.754)	18.936
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.623	1.027	1.810
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.061)	(2.527)	(2.697)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.125	3.342	4.287
- revisioni delle quantità stimate	2.736	3.397	1.715
- effetto dell'attualizzazione	4.226	5.628	4.279
- variazione netta delle imposte sul reddito	(4.102)	5.618	(9.318)
- acquisizioni di riserve	3.052	4.443	387
- cessioni di riserve	(7)	(34)	(646)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(844)	(310)	(980)
Saldo aumenti (diminuzioni)	9.948	(5.930)	7.709
Valore alla fine dell'esercizio	32.701	26.771	34.480

relazione della società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO
156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**Agli azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2002. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, 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.

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Snam Rete Gas SpA, Gruppo Italgas, Gruppo Saipem ed Eni Portugal Investment SpA), che rappresentano circa il 23 per cento delle attività consolidate e circa il 17 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (18 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2000. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 19 aprile 2002. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2000, si fa riferimento alla relazione emessa da altro revisore in data 6 aprile 2001.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2002 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 29 aprile 2003

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA