

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	31.12.1999	(miliardi di €) 31.12.2000
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	18.398	22.401
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto:		
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.662	2.543
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.057	2.240
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	637	722
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	165	131
- eliminazione delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	(369)	(340)
- eliminazione delle riprese di valore delle immobilizzazioni	(120)	(148)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(2.360)	(2.405)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi	8	8
Rettifiche nette	2.680	2.750
Patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP	21.078	25.151

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo per 680 e 917 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1999 e 2000. Queste componenti riguardano le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera e la riserva di consolidamento; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

	31.12.1999	(milioni di €) 31.12.2000
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.081	1.067
Titoli	2.109	1.904
Crediti	9.713	12.607
Rimanenze	1.761	2.363
Ratei e risconti attivi	312	338
Totale attività correnti	14.976	18.279
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	23.463	26.504
Crediti	2.472	2.798
Partecipazioni	2.395	4.371
Immobilizzazioni immateriali	3.991	4.361
Altre attività	315	344
Totale attività non correnti	32.636	38.978
TOTALE ATTIVITÀ	47.612	57.257
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	4.274	5.384
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	566	519
Debiti commerciali	3.659	4.363
Anticipi	718	727
Debiti tributari	2.156	4.709
Ratei e risconti passivi e altri debiti	2.271	3.075
Totale passività correnti	13.644	18.783
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.549	4.907
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	331	365
Fondi per rischi e oneri	3.649	4.249
Fondo imposte	3.834	2.973
Ratei e risconti passivi e altri debiti	375	568
Totale passività non correnti	12.738	13.062
TOTALE PASSIVITÀ	26.382	31.845
Capitale e riserve di terzi azionisti	152	261
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.002.140.853 azioni (8.002.127.653 azioni al 31 dicembre 1999) del valore nominale di lire 1.000	4.133	4.133
Riserve	14.072	15.834
Azioni proprie in portafoglio		(574)
Utile dell'esercizio	2.873	5.758
Totale patrimonio netto dell'Eni	21.078	25.151
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	47.612	57.257

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

	31.12.1999	(milioni di €) 31.12.2000
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Esplorazione e Produzione	22.627	27.720
- Gas Naturale	10.411	10.705
- Generazione Elettrica		406
- Raffinazione e Marketing	8.417	8.682
- Petrochimica	4.341	4.334
- Ingegneria e Servizi	83	86
- Altre attività	193	217
	46.072	52.150
Fondi ammortamento:		
- Esplorazione e Produzione	12.315	14.481
- Gas Naturale	3.390	3.537
- Generazione Elettrica		157
- Raffinazione e Marketing	4.372	4.637
- Petrochimica	2.370	2.539
- Ingegneria e Servizi	57	61
- Altre attività	105	124
	22.609	25.646
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	10.312	13.239
- Gas Naturale	7.021	7.168
- Generazione Elettrica		249
- Raffinazione e Marketing	4.045	4.045
- Petrochimica	1.971	1.795
- Ingegneria e Servizi	26	25
- Altre attività	88	93
	23.463	26.504

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:

	1998	1999	(milioni di €) 2000
Utile operativo per settore			
Esplorazione e Produzione	518	2.696	6.721
Gas Naturale	2.525	2.522	2.446
Generazione Elettrica			36
Raffinazione e Marketing	616	253	747
Petrochimica	(117)	(582)	(102)
Ingegneria e Servizi	28	30	(14)
Altre attività	(155)	(195)	(172)
Attività in corso di dismissione	(150)		
	3.265	4.724	9.662
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	3.617	4.912	10.067

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 un piano di assegnazione di azioni gratuite ed un piano di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono indicate nella "Relazione sulla gestione" e i relativi costi sono compresi nell'utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP in applicazione dell'APB n. 25 (nota 26 - c); di seguito è riportato il valore di mercato alla data di chiusura dell'esercizio degli strumenti assegnati, in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 123 "Accounting for stock-based compensation" ("SFAS 123").

	(milioni di €)
	31.12.2000
Azioni gratuite offerte in sottoscrizione ma non ancora assegnate	17
Opzioni assegnate ma non ancora esercitate	32

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:

	1998	1999	(milioni di €) 2000
Italia	3.711	3.563	5.091
Estero	(94)	1.349	4.476
	3.617	4.912	10.067

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

	1998	1999	(milioni di €) 2000
Correnti	1.280	1.719	5.367
Differite	266	319	(1.054)
	1.546	2.038	4.313

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 37% (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:

	1998	1999	2000 (milioni di €)
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	3.617	4.912	16.067
Aliquota fiscale teorica	46,3%	43,2%	42,3%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	1.674	2.123	4.361
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	70	(49)	378
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	101		29
- tassazione dei dividendi esteri	8		23
- imposte dovute all'estero da imprese italiane	6	12	4
- svalutazione (utilizzo) di perdite fiscali pregresse	53		(16)
- imposte sulle riserve distribuibili	(106)	19	(51)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000			(335)
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(204)	(74)	
- altre motivazioni	(56)	7	20
	(128)	(85)	52
imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	1.546	2.038	4.313

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" (2.659 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (177 milioni di euro), sono di 2.482 milioni di euro (3.413 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

	31.12.1999	(milioni di €) 31.12.2000
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.408	3.521
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	540	2.381
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	601	637
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	262	279
- svalutazioni eccedenti di crediti	96	108
- plusvalenze a tassazione differita	83	59
- altre	266	472
	5.256	7.519
Imposte sul reddito anticipate:		
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000		(3.034)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.099)	(1.381)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(917)	(892)
- perdite fiscali portate a nuovo	(613)	(542)
- ammortamenti non deducibili	(250)	(334)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(214)	(224)
- rivalutazioni e riprese di valore delle immobilizzazioni	(151)	(137)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(129)	(117)
- altre	(431)	(304)
	(3.804)	(6.965)
a dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	1.951	1.928
	(1.843)	(5.037)
Passività nette per imposte differite	3.413	2.482

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 11) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

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 nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrochimica e dell'ingegneria e servizi, con forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Esplorazione e Produzione: attraverso la Divisione Agip e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di esplorazione e produzione, in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Gabon e Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito) e in altri paesi, principalmente Cina, territori dell'ex Unione Sovietica, compreso il Kazakistan, e gli USA. Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 54% della produzione venduta di gas naturale al settore Gas Naturale dell'Eni.

Gas Naturale: attraverso la Snam SpA e sue controllate ("Snam"), l'Eni è il principale fornitore di gas naturale in Italia. Circa il 79% del fabbisogno totale di gas naturale per la distribuzione primaria in Italia è acquistato all'estero (Algeria, Russia e Olanda) in base a contratti di lungo termine e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti. La parte restante di gas naturale proviene, pressoché esclusivamente, dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni. L'Eni fornisce gas naturale al mercato civile, all'industria, agli autoproduttori di energia elettrica e alle società distributrici di energia elettrica. L'Eni è presente nella distribuzione secondaria di gas naturale in Italia a utenze civili e commerciali attraverso l'Italgas, la maggiore

società italiana del settore, nella quale detiene una partecipazione di circa il 41% del capitale sociale, e all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

L'Eni dispone di circa il 96% della rete nazionale di gasdotti nonché di sistema di stoccaggio costituito da alcuni 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.

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nelle 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;
- l'obbligo di separazione contabile tra l'attività di stoccaggio e l'attività di trasporto e di dispacciamento e di separazione societaria tra: (i) queste ultime e tutte le altre attività del settore gas; (ii) l'attività di distribuzione e tutte le altre attività del settore; (iii) la vendita e tutte le altre attività salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista;
- le tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di CNL e per la distribuzione saranno determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito nelle rispettive attività;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema, nel rispetto delle condizioni stabilite dal decreto stesso, e la capacità per i clienti idonei di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero.

In attuazione del disposto dell'art. 21, comma 1, del Decreto, nel novembre 2000 l'Eni ha costituito la Rete Gas Italia SpA, che gestirà le attività di trasporto sulla rete primaria italiana, l'attività di dispacciamento e l'attività di rigassificazione, e la Stoccaggi Gas Italia SpA che gestirà l'attività di stoccaggio di gas naturale. Entro il 2001 saranno perfezionati i conferimenti: (i) della rete di gasdotti ad alta pressione, dell'attività di dispacciamento e del terminale di Panigaglia alla Rete Gas Italia SpA; (ii) dei campi di stoccaggio, delle centrali di compressione e del gas necessario al funzionamento dello stoccaggio ("cushion gas") alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

Generazione Elettrica: l'Eni è attualmente il terzo operatore nel mercato italiano della generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata complessiva di 2.400 megawatt e una produzione di oltre 11 mila gigawattora, di cui circa il 40% destinato all'autoconsumo. Dagli inizi del 2000 è operativa l'EniPower, la società responsabile dello sviluppo del business elettrico, che gestisce le centrali elettriche prevalentemente orientate al mercato e con maggiori potenzialità di sviluppo (Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna e Brindisi), con una potenza installata di 985 megawatt e vendite annue di circa 5 mila gigawattora destinate per il 19% agli altri settori dell'Eni. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è coperto interamente dai settori Gas Naturale e Raffinazione e Marketing dell'Eni.

Raffinazione e Marketing: attraverso l'AgipPetroli SpA e sue controllate, l'Eni svolge attività di raffinazione e marketing in Italia, principalmente, e all'estero (Europa, Africa, Sud America). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Oltre la metà del petrolio approvvigionato è acquistato dai paesi produttori con contratti a termine e sul mercato spot (la quota acquistata con contratti a termine rappresenta circa i due terzi), la parte restante dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni. Circa il 40% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione; i volumi commercializzati provengono prevalentemente dal settore Esplorazione e Produzione a seguito del trasferimento nel 1999 dell'attività di trading di greggi al settore Raffinazione e Marketing.

Petrochimica: attraverso l'EniChem SpA e sue controllate ("EniChem"), l'Eni è un leader europeo nella produzione di etilene e di gomme stirene butadiene con importanti posizioni competitive in Europa nella produzione di polistireni e di poliuretani. Le attività produttive nel settore Petrochimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 66% delle materie prime petrolifere utilizzate dall'EniChem sono fornite dal settore Raffinazione e Marketing dell'Eni.

Ingegneria e Servizi: attraverso la Saipem SpA e sue controllate, l'Eni è tra i maggiori operatori a livello mondiale nell'attività costruzioni offshore, nella posa di condotte sottomarine e nell'installazione di piattaforme. Vengono forniti inoltre servizi di costruzione a terra (condotte e impianti) e di perforazione onshore e offshore. Attraverso la Snamprogetti SpA e 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 chimica. Circa il 13% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2000 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 1998 il Financial Accounting Standard Board ha emanato il principio contabile n. 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" ("SFAS 133") che definisce i principi di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio degli strumenti derivati e delle attività di copertura, includendo nella generale dizione di derivati gli elementi di rischio compresi in contratti non specificatamente derivati. Lo SFAS 133, successivamente modificato dagli SFAS 137 e 138, prevede la rilevazione in bilancio di tutti gli strumenti derivati e la valutazione degli stessi al valore normale. Questo principio sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi che inizieranno dopo il 15 giugno 2000, pertanto l'Eni lo applicherà a partire dall'esercizio 2001. L'importo sul bilancio consolidato dell'Eni dell'applicazione del principio agli strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2000 non è risultato significativo.

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.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
31.12.1999						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	6.255	5.480	5.117	4.299	1.529	22.680
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	2	130	230		381	743
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	487	29	179	149	18	862
Immobilizzazioni in corso	1.077	337	181	649	414	2.658
Costi capitalizzati lordi	7.821	5.976	5.707	5.097	2.342	26.943
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.609)	(3.095)	(3.393)	(2.610)	(663)	(14.370)
Costi capitalizzati netti	3.212	2.881	2.314	2.487	1.679	12.573
31.12.2000						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	6.509	6.339	5.885	5.395	3.009	27.137
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		175	281	101	646	1.203
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	341	30	170	49	28	518
Immobilizzazioni in corso	1.395	413	316	547	688	3.159
Costi capitalizzati lordi	7.945	6.957	6.652	6.092	4.371	32.017
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.664)	(3.718)	(3.935)	(2.893)	(1.091)	(16.296)
Costi capitalizzati netti (*)	3.276	3.239	2.717	3.199	3.280	15.721
Quota Eni dei costi capitalizzati detenuti tramite società valutate al patrimonio netto (Lasma Plc)						1.484

(*) Importo al netto di "assets non oil" per 110 milioni di euro.

XIV 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.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
1998						
Acquisizioni di riserve certe		27	9		67	103
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		12			82	94
Costi di ricerca (a)	303	171	150	51	111	786
Costi di sviluppo (b)	488	352	367	583	198	1.988
Totale costi sostenuti	791	562	526	634	458	2.971
1999						
Acquisizioni di riserve certe	54	102	9		380	545
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2	102	34		234	372
Costi di ricerca (a)	194	92	87	44	121	538
Costi di sviluppo (b)	433	356	357	400	318	1.864
Totale costi sostenuti	683	652	487	444	1.053	3.319
2000						
Acquisizioni di riserve certe		8	22	443	880	1.353
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca (a)	158	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo (b)	567	415	372	346	617	2.317
Totale costi sostenuti (*)	722	604	588	942	1.872	4.829
Quota Eni dei costi sostenuti tramite società valutate al patrimonio netto (Lasma Pic)						1.499

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 53 milioni di euro nel 1998 e 79 nel 1999.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 62 milioni di euro nel 1998, 66 nel 1999, 94 nel 2000, e beni patrimoniali per 123 milioni di euro nel 1998, 52 nel 1999 e 98 nel 2000.

(*) Include il costo di acquisizione esposto al netto delle corrispondenti imposte differite per 165 milioni di euro.

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" e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. Le imposte sul reddito stimate 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.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
1998						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.216	573	20		3	2.812
- vendite a terzi	57	256	711	674	185	1.883
	2.273	829	731	674	188	4.695
Costi di produzione	(329)	(364)	(254)	(211)	(50)	(1.208)
Costi di ricerca	(154)	(95)	(105)	(35)	(86)	(475)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(787)	(254)	(512)	(517)	(92)	(2.162)
Altri (oneri) proventi	(98)	(21)	(102)	(10)	(51)	(282)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	905	95	(242)	(99)	(91)	568
Imposte sul reddito stimate	(382)	(58)	(74)	(7)	(1)	(522)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	523	37	(316)	(106)	(92)	46
1999						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	1.919	958	1.075	650	138	4.740
- vendite a terzi	499	506	81	205	222	1.513
	2.418	1.464	1.156	855	360	6.253
Costi di produzione	(352)	(370)	(353)	(199)	(52)	(1.326)
Costi di ricerca	(120)	(69)	(61)	(39)	(83)	(372)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(462)	(316)	(253)	(336)	(81)	(1.448)
Altri (oneri) proventi	(183)	(99)	(91)	3	(77)	(447)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.301	610	398	284	67	2.660
Imposte sul reddito stimate	(542)	(254)	(219)	(110)	(19)	(1.144)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	759	356	179	174	48	1.516
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
	3.472	2.882	2.304	1.578	1.191	11.427
Costi di produzione	(399)	(459)	(517)	(238)	(175)	(1.738)
Costi di ricerca	(192)	(84)	(60)	(45)	(180)	(561)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(407)	(393)	(327)	(358)	(375)	(1.860)
Altri (oneri) proventi	(30)	(196)	(132)	(95)	(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 stimate	(963)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.095)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.458	873	590	403	316	3.640

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio, condensati e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, 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 sviluppate sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti. 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 solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere effettivamente ottenuto. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

La valutazione delle riserve dell'Eni è stata elaborata in conformità allo "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1997, 1998, 1999 e 2000 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Su richiesta dell'Eni, DeGolyer & MacNaughton (D&M) ha condotto una valutazione indipendente delle riserve Eni di determinate attività in alcuni paesi al 31 dicembre 1997, 1998, 1999 e 2000. Le risultanze ottenute da D&M non hanno evidenziato significative differenze rispetto a quelle elaborate 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 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.

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

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi i condensati) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 1998, 1999 e 2000.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

Riserve certe di petrolio	(milioni di barili)					Totale
	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	
Riserve al 31.12.1997	360	985	728	428	343	2.844
Revisioni di precedenti stime	(20)	86	78	38	(25)	157
Miglioramenti di recupero			17			17
Estensioni e nuove scoperte	25	31	39	9		104
Produzione	(36)	(78)	(72)	(42)	(13)	(241)
Riserve al 31.12.1998	329	1.024	790	433	305	2.881
Acquisizioni	6	13		1	79	99
Revisioni di precedenti stime	20	107	52	22	44	245
Miglioramenti di recupero			3			3
Estensioni e nuove scoperte	5	8	126	2	11	152
Produzione	(32)	(81)	(71)	(41)	(18)	(243)
Riserve al 31.12.1999	328	1.071	900	417	421	3.137
Acquisizioni		3	10	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	89	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	296	1.039	934	455	698	3.422
Riserve certe detenute da società valutate al patrimonio netto (*)						131
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1997	226	680	429	287	50	1.672
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750
Riserve al 31.12.2000	144	650	487	303	189	1.773
Riserve certe e sviluppate detenute da società valutate al patrimonio netto (*)						56

(*) Quota di pertinenza Eni delle riserve certe e delle riserve certe e sviluppate al 31.12.2000 detenute da società valutate con il criterio del patrimonio netto (Lasmo Plc).

XIV 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 31.12.1997	204.070	89.306	20.420	37.140	7.772	358.708
Acquisizioni	5					5
Revisioni di precedenti stime	5.293	6.534	(2.150)	589	71	10.337
Estensioni e nuove scoperte	6.845	14.264	1.640	2.954	12.036	37.739
Produzione	(18.641)	(1.535)	(205)	(2.493)	(1.225)	(24.099)
Riserve al 31.12.1998	197.572	108.569	19.705	38.190	18.654	382.690
Acquisizioni	53	538		617	2.288	3.496
Revisioni di precedenti stime	632	16.545	(790)	1.057	(7.393)	10.051
Estensioni e nuove scoperte	927	4.850	8.734	61	349	14.921
Produzione	(16.834)	(2.974)	(344)	(2.231)	(1.826)	(24.209)
Cessioni	(11)					(11)
Riserve al 31.12.1999	182.339	127.528	27.305	37.694	12.072	386.938
Acquisizioni				5.531	4.243	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.435	7.242	(551)	(654)	10.732	21.194
Miglioramenti di recupero		(6)				(6)
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		218	8.489	15.297
Produzione	(14.490)	(4.363)	(541)	(2.646)	(2.828)	(24.968)
Cessioni	(6)					(6)
Riserve al 31.12.2000	173.451	145.894	26.113	40.143	32.704	418.305
Riserve certe detenute da società valutate al patrimonio netto (*)						14.173
Riserve certe sviluppate di gas naturale						
Riserve al 31.12.1997	125.776	8.848	4.083	22.359	3.737	164.803
Riserve al 31.12.1998	116.524	14.627	3.870	23.740	5.202	163.963
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135
Riserve al 31.12.2000	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve certe e sviluppate detenute da società valutate al patrimonio netto (*)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 1997, 1998, 1999 e 2000 comprendono, rispettivamente, 22.884, 22.133, 21.399 e 22.183 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(*) Quota di pertinenza Eni delle riserve certe e delle riserve certe e sviluppate al 31.12.2000 detenute da società valutate con il criterio del patrimonio netto (Lasma Plc).

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 alle 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 e sulla base dei costi 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 1998, 1999, 2000 includono, per un importo compreso fra 428 e 545 milioni di euro circa, i pagamenti annuali che un'impresa controllata dall'Eni SpA e/o altre società di trasporto e distribuzione gas effettueranno per

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 futuro sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde a una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti 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.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
31.12.1998						
Entrate di cassa future	18.312	13.676	7.111	6.792	2.600	48.491
Costi futuri di produzione	(3.134)	(6.196)	(2.978)	(2.700)	(836)	(15.844)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.544)	(3.704)	(1.207)	(895)	(972)	(9.322)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	12.634	3.776	2.926	3.197	792	23.325
Imposte sul reddito future	(4.489)	(749)	(1.198)	(1.052)	(192)	(7.690)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	8.145	3.027	1.728	2.135	600	15.635
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.858)	(2.027)	(650)	(608)	(433)	(6.576)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	5.287	1.000	1.078	1.527	167	9.059
31.12.1999						
Entrate di cassa future	29.900	34.457	21.177	12.831	9.181	107.546
Costi futuri di produzione	(3.972)	(7.782)	(5.212)	(3.528)	(1.375)	(21.869)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.264)	(4.584)	(2.711)	(893)	(1.731)	(12.183)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	23.664	22.091	13.254	8.410	6.075	73.494
Imposte sul reddito future	(9.168)	(10.662)	(8.012)	(4.006)	(1.594)	(33.442)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.496	11.429	5.242	4.404	4.481	40.052
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.618)	(5.886)	(2.238)	(1.269)	(2.288)	(17.299)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.878	5.543	3.004	3.135	2.193	22.753
31.12.2000						
Entrate di cassa future	50.506	39.551	22.057	16.761	17.778	146.653
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.375)	(3.349)	(2.993)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.516)	(4.381)	(2.703)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	41.680	24.800	13.979	12.552	12.281	104.992
Imposte sul reddito future	(16.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	25.053	13.276	6.041	6.187	9.446	60.697
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.857)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	12.850	6.130	3.671	4.330	5.036	32.707
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri di società valutate al patrimonio netto (*)						1.058

(*) Quota di pertinenza Eni del valore standard attualizzato al 31.12.2000 dei flussi di cassa futuri da società valutate con il criterio del patrimonio netto (Lasmo Plc).

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 1998, 1999 e 2000.

	1998	1999	(milioni di €) 2000
Valore all'inizio dell'esercizio	16.118	9.059	22.753
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(3.486)	(4.927)	(3.689)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	(10.384)	23.334	11.889
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	666	1.144	1.623
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(642)	(1.570)	(1.061)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.803	1.746	2.125
- revisioni delle quantità stimate	688	2.054	2.736
- effetto dell'attualizzazione	2.494	1.362	4.236
- variazione netta delle imposte sul reddito	4.819	(12.702)	(4.112)
- acquisizioni di riserve		1.032	3.062
- cessioni di riserve		(1)	(7)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.017)	2.222	1844)
Valore alla fine dell'esercizio	9.059	22.753	32.701

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



ARTHURANDERSEN

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato
ai sensi dell'art. 156 del D. Lgs. 24/2/1998, n. 58

Arthur Andersen SpA
Via Campania 47
00187 Roma

Agli Azionisti
dell'Eni S.p.A.:

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate chiuso al 31 dicembre 2000. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato 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 i risultati, 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, che rappresentano il 19% dell'attivo ed il 9% dei ricavi consolidati, al netto delle accise, 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 dagli 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 1998. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1998, si fa riferimento alle relazioni da noi emesse, rispettivamente, in data 17 aprile 2000 e 21 aprile 1999.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 2000 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società e sue controllate.

Roma, 6 aprile 2001

Arthur Andersen SpA


Massimo Antonelli - Socio