3) Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base degli U.S. GAAP.

Imposte sul reddito

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

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Italia	6.768	8.134	7.186
Estero	2.936	2.407	(182)
	9.704	**10.541**	**7.004**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Correnti	4.090	4.503	2.478
Differite	405	(2.781)	515
	4.495	**1.722**	**2.993**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana e quelle risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	9.704	10.541	7.004
Aliquota fiscale teorica (a)	53,2%	53,2%	46,3%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	5.163	5.608	3.242
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- effetto di imposta relativo all'attribuzione del disavanzo di fusione delle imprese incorporate		(1.179)	(395)
- effetto di imposta sulle riserve distribuibili	(621)	(1.636)	(205)
- svalutazione (rivalutazione) di imposte differite attive	255	(73)	195
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(219)	(78)	136
- tassazione dei dividendi comunitari			15
- redditi esenti	(341)		
- perdite delle partecipate non recuperabili	99	(90)	
- accantonamenti per contenziosi fiscali	150		
- effetto del cambiamento dell'aliquota fiscale teorica italiana		(831)	
- altre	9	1	5
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	**4.495**	**1.722**	**2.993**

(a) Determinata sulla base della configurazione del reddito imponibile dell'Eni secondo la disciplina fiscale italiana.

Debito di imposta differito

La ripartizione delle imposte differite attive e passive è la seguente:

(miliardi di lire)

	Attive		Passive	
	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1997	31.12.1998
Correnti	169			
Non correnti	305	212	6.783	6.031
	474	**212**	**6.783**	**6.031**

Il debito di imposta differito ai fini U.S. GAAP detratte le imposte differite attive iscritte all'attivo patrimoniale è di 6.309 e 5.819 miliardi di lire, rispettivamente, al 31 dicembre 1997 e 1998.

Gli effetti fiscali delle differenze temporanee al 31 dicembre 1997 e 1998 maggiormente significative sono i seguenti:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Imposte differite attive:		
- perdite fiscali portate a nuovo (a)	2.714	1.613
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e dell'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA (a)	2.191	1.961
- accantonamenti per crediti, rischi e oneri	2.128	2.094
- ammortamenti non deducibili	368	197
- perdite delle partecipate	337	471
- rivalutazione delle immobilizzazioni	333	310
- altre	1.518	1.460
	9.589	**8.106**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte differite attive (a)	(5.364)	(4.685)
	4.225	**3.421**
Imposte differite passive:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	6.536	5.766
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	1.530	963
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	1.188	1.111
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	566	521
- altre	714	879
	10.534	**9.240**
Debito di imposta differito netto	**6.309**	**5.819**

(a) La svalutazione delle imposte differite è riferita essenzialmente alla rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e dell'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA (1.961 miliardi di lire per entrambi gli esercizi 1997 e 1998) e alle perdite fiscali (2.129 e 1.343 miliardi di lire rispettivamente negli esercizi 1997 e 1998). Il beneficio fiscale delle perdite portate a nuovo, al netto della svalutazione, è pari a 585 e 270 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998. Questi importi sono riferiti a perdite portate a nuovo, di cui è previsto l'utilizzo, ammontanti a 1.740 e 855 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998.

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, nella generalità dei casi, le perdite possono essere portate a nuovo per i cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo per un periodo generalmente compreso fra 3 e 15 esercizi, con una quota rilevante che non prevede alcuna scadenza. Di seguito è indicato l'ammontare delle perdite portate a nuovo insieme alla relativa scadenza; il recupero delle perdite è stimabile all'aliquota media del 35%.

(miliardi di lire)

	Italiane	Estere
1999	871	1
2000	213	70
2001	338	127
2002	288	99
2003	564	65
Oltre 2003		1.735
Scadenza illimitata		254
	2.274	**2.351**

4) Concentrazioni e stime significative

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata nelle attività del petrolio e gas naturale, della petrolchimica 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 40% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 75% 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 i due terzi 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 ad 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 prevalentemente in Ungheria attraverso la Tigaz.

I prezzi e le condizioni di fornitura del gas naturale venduto dalla Snam sono negoziati su basi di mercato con le associazioni rappresentative delle principali categorie di utenti, ad esempio le imprese industriali, compresi gli autoproduttori di energia elettrica, imprese municipalizzate e distributori locali, oltre che direttamente con l'Enel, la società elettrica nazionale italiana. Una volta concordate, le condizioni contrattuali, tra cui i criteri di determinazione del prezzo, vengono applicate a tutti gli aderenti alla categoria.

L'Eni dispone di un'estesa rete di gasdotti in Italia nonché di impianti di stoccaggio utilizzati al fine di garantire un servizio efficiente ed affidabile al mercato italiano ed è l'unica impresa italiana a disporre di un sistema di trasporto del gas naturale su scala nazionale.

La regolamentazione sugli idrocarburi impone ai proprietari di gasdotti in Italia l'obbligo di consentire l'accesso alla propria rete da parte di terzi per il trasporto di gas naturale prodotto in Italia, utilizzato per il consumo da parte dei produttori stessi o che costituirà oggetto di fornitura all'Enel o ad aziende municipalizzate per la produzione di elettricità. Tale accesso deve essere consentito compatibilmente con: (i) la capacità di trasporto; (ii) diversi fattori tecnici e la compatibilità chimica del gas naturale da trasportare. Le condizioni e il corrispettivo per il servizio di trasporto sono concordati tra le parti tenendo conto, tra l'altro, dei criteri in uso nel mercato europeo per il servizio di trasporto del gas. In caso di mancato accordo, le condizioni e il corrispettivo sono stabiliti dall'Authority, sentite le parti. Il 22 giugno 1998 è stata approvata la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ("Direttiva sul gas"). Quando la Direttiva sul gas sarà recepita in Italia, gli obblighi di trasporto di gas naturale di terzi imposti all'Eni saranno superiori a quelli imposti dall'attuale normativa. La delega al Governo per l'emanazione di uno o più decreti legislativi volti al recepimento della Direttiva sul gas è all'esame del Parlamento. Sebbene la Direttiva sul gas preveda la facoltà di chiedere deroghe temporanee alle disposizioni concernenti l'accesso al sistema di trasporto per le imprese che vengano a trovarsi (o rischino di trovarsi) in gravi difficoltà economiche e finanziarie dovute alla impossibilità di rispettare clausole di "take or pay" contenute nei contratti di approvvigionamento, è possibile che la Direttiva sul gas abbia un impatto negativo per l'Eni in conseguenza dell'applicazione delle clausole di "take or pay" e "ship or pay" dei contratti attualmente in essere.

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 ed Estremo Oriente). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Circa i due terzi del fabbisogno di petrolio è acquistato, in misura sostanzialmente equivalente, dai paesi produttori con contratti a termine e del mercato spot; la parte restante proviene dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni.

Petrolchimica: 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 Petrolchimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa occidentale. Circa il 65,2% 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 17% del portafoglio ordini al 31 dicembre 1998 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.

5) Nuovo principio contabile

Nel giugno del 1998 il Financial Accounting Standard Board ha emanato il principio contabile n. 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (SFAS 133).

Questo documento stabilisce i principi di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio degli strumenti derivati e delle attività di copertura, includendo nella generale dizione di derivati alcuni strumenti derivati inseriti in altri contratti. Lo SFAS 133 prevede la rilevazione in bilancio di tutti gli strumenti derivati sia che costituiscano attività o passività e la valutazione degli stessi al valore normale. Se vengono riscontrati determinati requisiti, uno strumento derivato può specificatamente essere classificato come (a) una copertura del rischio legato alla variabilità del valore normale di una determinata attività o passività o di un impegno non rilevato in bilancio, (b) una copertura del rischio legato alla variabilità dei flussi di cassa relativi a transazioni previste, o (c) una copertura del rischio di cambio connesso ad un investimento netto in una attività estera, ad un impegno non rilevato in bilancio, ad un titolo mobiliare destinato alla vendita o ad una transazione prevista denominata in valuta estera.

La rilevazione contabile delle variazioni del valore normale di uno strumento derivato dipende dall'uso per cui è stato posto in essere e dalla conseguente classificazione.

Questo documento sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi sociali che inizieranno dopo il 15 giugno 1999, pertanto per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2000.

L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sul risultato economico consolidato.

6) Informazioni supplementari su petrolio e gas (dati non oggetto di revisione)

Le seguenti informazioni relative all'Eni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standard 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.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1997						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	10.443	8.066	7.230	6.331	1.478	33.548
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		13	364		112	489
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	827	30	269	204	32	1.362
Immobilizzazioni in corso	1.919	456	621	956	70	4.022
Costi capitalizzati lordi	**13.189**	**8.565**	**8.484**	**7.491**	**1.692**	**39.421**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.939)	(4.389)	(4.564)	(3.340)	(920)	(20.152)
Costi capitalizzati netti	**6.250**	**4.176**	**3.920**	**4.151**	**772**	**19.269**
31.12.1998						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	11.218	8.244	7.673	6.674	1.537	35.346
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		27	342		246	615
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	873	44	275	183	27	1.402
Immobilizzazioni in corso	2.270	662	453	1.260	377	5.022
Costi capitalizzati lordi	**14.361**	**8.977**	**8.743**	**8.117**	**2.187**	**42.385**
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.271)	(4.637)	(5.205)	(4.024)	(967)	(23.104)
Costi capitalizzati netti	**6.090**	**4.340**	**3.538**	**4.093**	**1.220**	**19.281**

Costi sostenuti

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

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1996						
Acquisizioni di riserve certe	107	10	42	383		542
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		14			10	24
Costi di ricerca (a)	560	383	103	93	117	1.256
Costi di sviluppo (b)	679	316	255	491	130	1.871
Totale costi sostenuti	**1.346**	**723**	**400**	**967**	**257**	**3.693**
1997						
Acquisizioni di riserve certe	94	9	8		4	115
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		9	31		30	70
Costi di ricerca (a)	537	457	217	98	192	1.501
Costi di sviluppo (b)	1.081	411	558	763	126	2.939
Totale costi sostenuti	**1.712**	**886**	**814**	**861**	**352**	**4.625**
1998						
Acquisizioni di riserve certe		52	17		131	200
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		23			159	182
Costi di ricerca (a)	587	330	292	98	216	1.523
Costi di sviluppo (b)	944	683	710	1.129	382	3.848
Totale costi sostenuti	**1.531**	**1.088**	**1.019**	**1.227**	**888**	**5.753**

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 123 miliardi di lire nel 1996, 134 miliardi di lire nel 1997 e 102 miliardi di lire nel 1998.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 80 miliardi di lire nel 1996, 100 miliardi di lire nel 1997 e 121 miliardi di lire nel 1998.

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 tali 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 la società opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1996						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	5.059	1.585	294		52	6.990
- vendite a terzi	88	844	1.782	1.209	472	4.395
	5.147	**2.429**	**2.076**	**1.209**	**524**	**11.385**
Costi di produzione	(430)	(740)	(627)	(297)	(114)	(2.208)
Costi di ricerca	(338)	(156)	(67)	(91)	(97)	(749)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(1.202)	(384)	(393)	(423)	(159)	(2.561)
Altri (oneri) proventi	(207)	(32)	(101)	11	(39)	(368)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**2.970**	**1.117**	**888**	**409**	**115**	**5.499**
Imposte sul reddito stimate	(1.555)	(441)	(521)	(208)	(45)	(2.770)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.415**	**676**	**367**	**201**	**70**	**2.729**
1997						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	5.229	1.512	109		14	6.864
- vendite a terzi	111	899	1.924	1.691	500	5.125
	5.340	**2.411**	**2.033**	**1.691**	**514**	**11.989**
Costi di produzione	(594)	(762)	(611)	(446)	(112)	(2.525)
Costi di ricerca	(292)	(257)	(122)	(65)	(189)	(925)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(874)	(528)	(416)	(816)	(171)	(2.805)
Altri (oneri) proventi	(257)	(38)	(136)	12	48	(371)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**3.323**	**826**	**748**	**376**	**90**	**5.363**
Imposte sul reddito stimate	(1.772)	(435)	(508)	(191)	(25)	(2.931)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.551**	**391**	**240**	**185**	**65**	**2.432**
1998						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	4.290	1.108	40		4	5.442
- vendite a terzi	111	497	1.377	1.305	357	3.647
	4.401	**1.605**	**1.417**	**1.305**	**361**	**9.089**
Costi di produzione	(638)	(705)	(493)	(408)	(96)	(2.340)
Costi di ricerca	(298)	(183)	(204)	(69)	(165)	(919)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(1.524)	(491)	(992)	(1.001)	(179)	(4.187)
Altri (oneri) proventi	(189)	(42)	(197)	(18)	(97)	(543)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**1.752**	**184**	**(469)**	**(191)**	**(176)**	**1.100**
Imposte sul reddito stimate	(740)	(113)	(143)	(13)	(1)	(1.010)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.012**	**71**	**(612)**	**(204)**	**(177)**	**90**

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano i volumi stimati di greggio, condensati e gas naturale che, in base a dati geologici e ingegneristici, mostrano di poter essere estratti con ragionevole certezza negli anni futuri da giacimenti noti alle condizioni economiche ed operative esistenti, 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 può supporre di recuperare dai pozzi esistenti con le attrezzature e i metodi operativi esistenti. Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altra tecnica di recupero assistito, 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 al principio "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1995, 1996, 1997 e 1998 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 1995, 1996, 1997 e 1998. 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, in quanto 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 agreements. Le valutazioni delle riserve potrebbero, pertanto, 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 1996, 1997 e 1998.

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 31.12.1995	**318**	**869**	**749**	**375**	**91**	**2.402**
Acquisizioni	6	84	3	45		138
Revisioni di precedenti stime	8	1	19	21		49
Miglioramenti di recupero			6	7		13
Estensioni e nuove scoperte	19	79	8	1	1	108
Produzione	(35)	(80)	(65)	(30)	(13)	(223)
Cessioni				(3)		(3)
Riserve al 31.12.1996	**316**	**953**	**720**	**416**	**79**	**2.484**
Acquisizioni					254	254
Revisioni di precedenti stime	20	76	47	23	21	187
Miglioramenti di recupero		1	2	12		15
Estensioni e nuove scoperte	61	34	24	26	5	150
Produzione	(37)	(78)	(65)	(43)	(14)	(237)
Cessioni		(1)		(6)	(2)	(9)
Riserve al 31.12.1997	**360**	**985**	**728**	**428**	**343**	**2.844**
Acquisizioni						
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)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1998	**329**	**1.024**	**790**	**433**	**305**	**2.881**
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1995	253	755	470	249	43	1.770
Riserve al 31.12.1996	222	712	433	306	43	1.716
Riserve al 31.12.1997	226	680	429	287	50	1.672
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706

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 31.12.1995	**225.027**	**18.157**	**19.786**	**34.328**	**9.344**	**306.642**
Acquisizioni	765	16.516		2.039		19.320
Revisioni di precedenti stime	(1.204)	(2.050)	1.228	2.002	(334)	(358)
Miglioramenti di recupero				822		822
Estensioni e nuove scoperte	2.585	44.740		18	122	47.465
Produzione	(17.567)	(806)	(183)	(1.939)	(1.033)	(21.528)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1996	**209.606**	**76.557**	**20.831**	**37.270**	**8.099**	**352.363**
Acquisizioni	5.900	117				6.017
Revisioni di precedenti stime	1.796	265	(189)	89	619	2.580
Miglioramenti di recupero				399		399
Estensioni e nuove scoperte	3.590	13.525		2.931	5	20.051
Produzione	(16.822)	(1.158)	(222)	(2.713)	(951)	(21.866)
Cessioni				(836)		(836)
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
Miglioramenti di recupero						
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)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1998	**197.572**	**108.569**	**19.705**	**38.190**	**18.654**	**382.690**
Riserve certe sviluppate di gas naturale:						
Riserve al 31.12.1995	146.211	7.406	4.179	20.270	3.431	181.497
Riserve al 31.12.1996	134.405	8.044	4.144	26.629	4.789	178.011
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

(a) I dati al 31 dicembre 1995, 1996, 1997 e 1998 comprendono, rispettivamente, 21.630, 22.816, 22.884 e 22.133 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 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 nè le possibili variazioni future dei prezzi, nè 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%, 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 1996, 1997, 1998 includono, per un importo compreso fra 814 e 828 miliardi di lire circa, i pagamenti annuali che un'impresa controllata dall'Eni SpA effettuerà fino al 2003 per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

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

Le imposte sul reddito futuro sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali l'Eni opera. Il valore attualizzato è stato determinato applicando un tasso di sconto del 10% annuo ai flussi di cassa netti futuri annui.

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde ad una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre a riserve certe, anche 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.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1996						
Entrate di cassa future	57.663	39.621	23.666	19.545	3.575	144.070
Costi futuri di produzione	(5.928)	(12.876)	(6.849)	(5.300)	(671)	(31.624)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(6.312)	(2.120)	(2.007)	(458)	(15.167)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**47.465**	**20.433**	**14.697**	**12.238**	**2.446**	**97.279**
Imposte sul reddito future	(24.109)	(6.604)	(9.346)	(5.443)	(353)	(45.855)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.356**	**13.829**	**5.351**	**6.795**	**2.093**	**51.424**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.002)	(7.415)	(2.048)	(2.372)	(695)	(21.532)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**14.354**	**6.414**	**3.303**	**4.423**	**1.398**	**29.892**
31.12.1997						
Entrate di cassa future	53.413	39.442	21.278	18.215	9.477	141.825
Costi futuri di produzione	(6.941)	(13.544)	(6.661)	(5.178)	(2.433)	(34.757)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.820)	(7.244)	(2.551)	(2.396)	(2.290)	(19.301)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**41.652**	**18.654**	**12.066**	**10.641**	**4.754**	**87.767**
Imposte sul reddito future	(15.486)	(5.063)	(6.828)	(4.433)	(1.211)	(33.021)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**26.166**	**13.591**	**5.238**	**6.208**	**3.543**	**54.746**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.727)	(7.705)	(1.954)	(1.991)	(2.160)	(23.537)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**16.439**	**5.886**	**3.284**	**4.217**	**1.383**	**31.209**
31.12.1998						
Entrate di cassa future	35.456	26.480	13.769	13.151	5.035	93.891
Costi futuri di produzione	(6.069)	(11.997)	(5.767)	(5.227)	(1.618)	(30.678)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.925)	(7.171)	(2.338)	(1.733)	(1.882)	(18.049)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.462**	**7.312**	**5.664**	**6.191**	**1.535**	**45.164**
Imposte sul reddito future	(8.692)	(1.450)	(2.319)	(2.056)	(373)	(14.890)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.770**	**5.862**	**3.345**	**4.135**	**1.162**	**30.274**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.533)	(3.926)	(1.258)	(1.177)	(839)	(12.733)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.237**	**1.936**	**2.087**	**2.958**	**323**	**17.541**

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 1996, 1997 e 1998.

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Valore all'inizio dell'esercizio	**24.538**	**29.892**	**31.209**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.177)	(9.464)	(6.749)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	12.598	(9.746)	(20.106)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	2.086	2.152	1.289
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.138)	(1.946)	(1.241)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.653	2.663	3.491
- revisioni delle quantità stimate	628	2.379	1.333
- effetto dell'attualizzazione	4.367	5.804	4.830
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.089)	9.242	9.331
- acquisizioni di riserve	1.036	1.007	
- cessioni di riserve	(34)	(155)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(576)	(619)	(5.843)
Valore alla fine dell'esercizio	**29.892**	**31.209**	**17.541**

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO CONSOLIDATO DI GRUPPO AL 31 DICEMBRE 1998 AI SENSI DELL'ART. 41 DEL D.Lgs. 9 APRILE 1991, N. 127

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 1998 che il Consiglio di amministrazione ha approvato nella riunione del 20 aprile 1999 e che ci è stato trasmesso assieme alla Relazione sulla gestione.

Il bilancio evidenzia un utile e un patrimonio netto di pertinenza dell'Eni, rispettivamente, di 4.507 miliardi di lire e di 31.281 miliardi di lire.

Il Consiglio di amministrazione ha reso ampia informazione sull'andamento economico e finanziario del Gruppo attraverso l'analisi dei diversi settori di attività, sulla evoluzione prevedibile della gestione, sui fatti di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio e sulla natura e consistenza degli "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale".

Inoltre, ha fornito doverosa ed esauriente informativa sulla modifica intervenuta a decorrere dall'esercizio 1998, conformemente al principio contabile recentemente emesso dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, nei criteri di determinazione delle imposte sul reddito differite.

Ai sensi e per gli effetti dell'art. 41 del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, il Collegio sindacale dà atto che:

- il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del capo III del citato decreto legislativo, integrato dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti, dai principi emanati dall'International Accounting Standard Committee (I.A.S.C.). Ove non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione di particolari tipologie contrattuali ("production sharing agreements");
- il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane e estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto o di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato include, inoltre, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci consolidate o con il metodo proporzionale o, qualora le parti lo abbiano concordato, con il metodo del patrimonio netto. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione. Gli effetti del consolidamento proporzionale e il valore delle imprese escluse dal campo di consolidamento non sono, complessivamente, di entità rilevante;
- la struttura e il contenuto dello stato patrimoniale e del conto economico consolidati, per effetto del rinvio operato dall'art. 32 del D.Lgs. 127/91, sono quelli prescritti dagli artt. 2423-ter, 2424 e 2425 del codice civile, con le modifiche proprie del processo di consolidamento; il bilancio consolidato è stato integrato dal rendiconto finanziario al fine di fornire una migliore informativa;
- la nota integrativa contiene le informazioni previste dagli artt. 38 e 39 del citato D.Lgs. 127/91. Dal controllo effettuato sulla relazione sulla gestione risulta che i dati e le informazioni contenute nella stessa sono congruenti con quelli del bilancio consolidato;
- le imprese incluse nell'area di consolidamento hanno trasmesso all'impresa consolidante le informazioni necessarie per il consolidamento in modo conforme ai criteri di valutazione, alla struttura e al contenuto definiti nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni contabili consolidate infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Tali condizioni e la coerenza con i rispettivi dati di bilancio sono state attestate dai direttori amministrativi e verificate e accertate dalle Società di revisione di ogni impresa consolidata;
- i bilanci di tutte le imprese consolidate sono sottoposti a certificazione.

Il Collegio ha tenuto riunioni con la società Arthur Andersen SpA, incaricata di certificare il bilancio di esercizio e consolidato dell'Eni SpA, e da tali incontri non sono emersi elementi di criticità. Il Collegio prende atto che la Arthur Andersen SpA ha depositato la relazione di certificazione redatta ai sensi dell'art. 1 del D.P.R. 136/75 e successive modificazioni, dalla quale non emergono rilievi.

In base a quanto esposto, attestiamo che il bilancio consolidato nel suo complesso esprime in modo corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, nonché il risultato economico del Gruppo cui si riferisce.

Roma 26 aprile 1999

Il Collegio sindacale

Dott. Andrea Monorchio - Presidente

Dott. Filippo Duodo - Sindaco effettivo

Dott. Aldo Sanchini - Sindaco effettivo

Prof. Mario Sica - Sindaco effettivo

Prof. Gianfranco Zanda - Sindaco effettivo

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Arthur Andersen S.p.A.

Via Campania 47
00187 Roma

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE SUL BILANCIO CONSOLIDATO

AI SENSI DELL'ART. 1 DEL DPR 31 MARZO 1975, n. 136

Agli Azionisti
dell'ENI S.p.A.

1. Abbiamo assoggettato a revisione contabile il bilancio consolidato dell'ENI S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1998. Abbiamo inoltre controllato la concordanza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato.

2. Il nostro esame è stato svolto secondo i principi ed i criteri per il controllo contabile raccomandati dalla CONSOB ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.

   I bilanci di alcune società controllate, che rappresentano il 13% dell'attivo ed l'11% 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 dell'ENI presenta, a 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 1996. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1996, si fa riferimento alle relazioni da noi emesse, rispettivamente, in data 22 aprile 1998 e 17 aprile 1997.

3. A nostro giudizio, il sopramenzionato bilancio consolidato nel suo complesso è stato redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria ed il risultato economico della Società e delle sue controllate, in conformità alle norme che disciplinano il bilancio consolidato. Pertanto, rilasciamo certificazione al bilancio consolidato dell'ENI S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1998.

ARTHUR ANDERSEN S.p.A.

Ugo Marinelli - Socio

Roma, 21 aprile 1999

Sede Legale: Via della Moscova 3 20121 Milano
Reg Imp 297992 R.E.A. 960046
Cod Fisc 02466670581 Part Iva 09869140153
Capitale Sociale Lire 3.000.000.000 int. versato

Milano Roma Torino Treviso Genova Bologna
Napoli Verona Firenze Parma Brescia Padova Bari