(migliaia di €)

Soggetto	Descrizione carica			
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica (in mesi)	Emolumenti per la carica	Altri compensi (1)
Consiglio di amministrazione:				
Moscato Guglielmo (fino al 4 giugno 1999) (2)	Presidente	5	251	
Ruggero Renato (dal 4 giugno al 29 settembre 1999)	Presidente	4	156	..
Gros-Pietro Gian Maria (dal 30 novembre 1999)	Presidente	1	40 (3)	..
Mincato Vittorio (2)	Amministratore Delegato	12	529	
Cattaneo Mario	Consigliere	12	57	2
Clò Alberto	Consigliere	7	31	3
Colombo Umberto	Consigliere	12	57	2
Costi Renzo	Consigliere	12	57	2
De Paoli Luigi	Consigliere	7	31	2
Draghi Mario	Consigliere	12	57	1
Pastorino Davide	Consigliere	5	26	1
Sapelli Giulio	Consigliere	12	57	2
Uckmar Victor	Consigliere	5	26	6
Collegio sindacale:				
Monorchio Andrea	Presidente	12	70	4
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	7	26	12 (4)
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	12	46	26 (5)
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	7	26	12 (6)
Sanchini Aldo	Sindaco effettivo	5	21	3
Sica Mario	Sindaco effettivo	12	46	37 (7)
Zanda Gianfranco	Sindaco effettivo	5	21	2
Direttore Generale:				
Sgubini Luciano (2)		12	402	

(1) Gettoni di presenza e compensi per altre prestazioni fornite.

(2) Dipendente dell'Eni SpA.

(3) Comprende l'emolumento per la carica di Consigliere dal 6 ottobre al 29 novembre 1999.

(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'EniChem SpA.

(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA.

(6) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.

(7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA.

26) Ammontare complessivo dei compensi spettanti agli amministratori e sindaci (art. 2427, n. 16 del codice civile)

I compensi complessivi spettanti agli amministratori ammontano a 1.646 mila euro e 2.616 mila euro, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998; i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 283 mila euro e 214 mila euro, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998. Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

27) Azioni gratuite Eni attribuite agli amministratori e al Direttore Generale

Ai sensi della dell'art. 79 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 sono indicate nominativamente nella tabella seguente le azioni gratuite attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni SpA e al Direttore Generale secondo il Piano di incentivazione dei dirigenti approvato dall'Assemblea del 16 giugno 1998; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Numero azioni gratuite assegnate
Moscato Guglielmo	22.500
Mincato Vittorio	27.600
Sgubini Luciano	17.300

28) Utile per azione

L'utile per azione, che ammonta a 538 e a 266 lire, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998, è determinato dividendo l'utile dell'esercizio per il numero medio delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante l'esercizio. Nell'esercizio 1998 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453 dal 1° gennaio al 21 settembre e di 8.000.161.453 dal 22 settembre al 31 dicembre a seguito dell'emissione di n. 956.000 azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del Piano di incentivazione. Nel 1999 il numero delle azioni in circolazione è stato di 8.000.161.453 dal 1° gennaio al 18 ottobre 1999 e di 8.002.127.653 dal 19 ottobre 1999 al 31 dicembre a seguito dell'emissione di n. 1.966.200 azioni gratuite nell'ambito del medesimo Piano. Il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1999 è stato di 8.000.560.080.

29) Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito evidenziati gli ammontari più rilevanti dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le imprese controllate (i rapporti con le imprese collegate non sono significativi)[4].

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999				1999					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Agip Algeria Exploration BV			76						5	
Agip Caspian Sea BV			40						2	
Agip Karachaganak BV	2		586						10	1
AgipPetroli SpA	86	178			28	10		505	5	7
Agip Recherches Congo SA	5								22	
EniChem SpA	3	8	115	33		9			2	3
EniData SpA	1	12				24				
Enirisorse SpA (in liquidazione)			457							
Ieoc Production BV	5		2			1			36	2
Immobiliare Metanopoli SpA		6					20			
Intermare Sarda		13				20				
Padana Assicurazioni SpA	17	1				8				7
Pertusola Sud SpA			40							
Fpso Firenze Produção de Petróleo		1					35			
Saipem SpA	1	13			2	39	2		1	1
Serfactoring SpA		28								
Serleasing SpA	2	5		196		3	13		2	
Sieco SpA		7				20				
Snam SpA	404	25	371			3	4	1.417	435	9
Snamprogetti SpA	3	27	4			20			2	1
Snamprogetti Sud SpA		2	98							
Società Petrolifera Italiana SpA	3	5	3		15			1	2	2
Altre	39	12	63		6	69	3	2	98	18
	571	343	1.855	229	51	226	77	1.925	622	51

In particolare l'Eni SpA intrattiene con le proprie controllate rapporti di vendita di petrolio e gas naturale e di acquisto di servizi e materiali relativi all'attività di ricerca e produzione petrolifera, quali la progettazione, la perforazione, la costruzione e montaggio di impianti di estrazione e trattamento idrocarburi, studi e ricerche di laboratorio. L'Eni SpA fornisce inoltre alle proprie controllate prestazioni specialistiche nel campo dell'upstream petrolifero, amministrativo, finanziario e legale.

(4) Le imprese controllate e collegate dall'Eni SpA sono indicate negli elenchi allegati alla situazione contabile consolidata.

L'Eni SpA fornisce alla controllata AgipPetroli SpA la quasi totalità del petrolio e condensati di produzione nazionale (30,2 milioni di barili nel 1999). Le vendite sono effettuate sulla base di un contratto che prevede formule prezzo legate all'andamento dei greggi di riferimento quotati sui mercati internazionali.

La quasi totalità della disponibilità di gas naturale dell'Eni SpA è venduta alla controllata Snam SpA (16,24 miliardi di metri cubi nel 1999) in conformità ai contratti in essere. L'Eni SpA inoltre fornisce alla Snam SpA prestazioni per lo stoccaggio e la modulazione del gas naturale, il cui compenso contrattuale (429 milioni di euro nel 1999) è basato su una formula correlata alla punta massima (volume giornaliero) di gas naturale erogabile alla fine della stagione invernale.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999			1999		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Altri
AgipPetroli SpA	1		62			
Eni Coordination Center SA/Eni International Bank Ltd/Enifin SpA			3.000 (1)			7
EniChem SpA			121			
Enifin SpA	1.329	413		19	10	27
Enirisorse SpA (in liquidazione)			38			1
Italgas SpA	17		74		1	
Snam SpA	56		210		5	
Altre	24		18	1	1	
	1.427	**413**	**3.523**	**20**	**17**	**35**

(1) Riguardano le garanzie rilasciate a fronte dei programmi di emissione di "Medium Terms Notes" e di "Euro Commercial Paper" (v. nota 14).

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA - società posseduta interamente dall'Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo - in forza di una convenzione in base alla quale l'Enifin SpA provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità dell'Eni SpA nonché alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse mediante la stipula di contratti derivati. Inoltre l'Eni SpA ha concesso finanziamenti a società controllate regolati alle condizioni di mercato corrispondenti a quelle della provvista.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

Vi invitiamo:

- ad approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1999, che chiude con l'utile di 4.306.784.864.977 lire, pari a 2.224.268.756,41 euro;
- ad accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 215.339.243.249 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- ad attribuire l'utile residuo di 4.091.445.621.728 lire, come segue:
  . agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 350 lire (pari a 0,181 euro) per le n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.800.744.678.550 lire, con attribuzione di un credito di imposta ordinario del 58,73%;
  . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per 175.938.559.264 lire;
  . alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" per 3.722.200.000 lire;
  . alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93" per 151.281.215 lire pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . alla "Riserva disponibile" la restante parte di 1.110.888.902.699 lire;
- a mettere in pagamento il dividendo a partire dal 22 giugno 2000, con "stacco" fissato per il 19 giugno 2000.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente
Gian Maria Gros-Pietro

12 aprile 2000

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 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 d'esercizio dell'Eni S.p.A. chiuso al 31 dicembre 1999. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Il nostro giudizio espresso in questa relazione è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori sulle partecipazioni esposte nel bilancio d'esercizio e che rappresentano il 4% del totale dell'attivo; nel bilancio consolidato tali partecipazioni rappresentano il 15% dell'attivo e l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise.

   Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla nostra relazione emessa in data 21 aprile 1999.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio dell'Eni S.p.A. al 31 dicembre 1999 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.

4. Si richiama l'attenzione sui seguenti aspetti:

   (a) il bilancio d'esercizio riflette le modifiche dei criteri contabili relativi alla contabilizzazione delle imposte anticipate ed alla rilevazione degli ammortamenti anticipati. Gli effetti di tali modifiche sono descritti nei criteri di valutazione nella nota integrativa;

   (b) la nota integrativa include, inoltre, le informazioni relative agli effetti sul bilancio d'esercizio delle appostazioni effettuate per ottenere benefici fiscali, principalmente relative agli ammortamenti anticipati stanziati fino al 31 dicembre 1998 ed agli ammortamenti eccedenti.

Roma, 17 aprile 2000

Arthur Andersen SpA

Ugo Marinelli - Socio

Sede Legale
Via della Moscova 3 20121 Milano

Reg Imp 297992 Tribunale di Milano
R.E.A. 960046
Cod Fisc 02466670581
Partita IVA 03869140153
Capitale Sociale Lire 3.000.000.000 i.v.

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

DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

L'assemblea ordinaria degli azionisti, tenutasi il 5-6 giugno 2000, ha deliberato:

- di approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1999, che chiude con l'utile di 4.306.784.864.977 lire, pari a 2.224.268.756,41 euro;
- di accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 215.339.243.249 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- di attribuire l'utile residuo di 4.091.445.621.728 lire, come segue:
  . agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 350 lire (pari a 0,181 euro) per le n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.800.744.678.550 lire, con attribuzione di un credito di imposta ordinario del 58,73%;
  . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per 175.938.559.264 lire;
  . alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" per 3.722.200.000 lire;
  . alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93" per 151.281.215 lire pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . alla "Riserva disponibile" la restante parte di 1.110.888.902.699 lire;
- di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 22 giugno 2000, con "stacco" fissato per il 19 giugno 2000.

L'Assemblea ha approvato altresì la proposta del Consiglio di amministrazione in ordine all'acquisto di azioni proprie e al Piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni (v. capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato dell'Eni).

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ L'utile netto del 1999 di 2.857 milioni di euro rappresenta il nuovo record per l'Eni dopo quello registrato nel 1997 in presenza di uno scenario petrolifero allora più favorevole. L'incremento del 23% rispetto al 1998 riflette la ripresa delle quotazioni del petrolio, gli effetti del piano di riduzione dei costi e la crescita nelle vendite di gas naturale, parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini unitari nel downstream petrolifero e petrolchimico.

■ Le azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate e i minori ammortamenti di ricerca esplorativa hanno consentito una riduzione dei costi di 531 milioni di euro.

■ L'investimento di 1.055 milioni di euro per l'acquisto di quote di partecipazione in campi dell'offshore profondo del Golfo del Messico, in Algeria, in Egitto e in Ecuador aumenta di 317 milioni di boe il patrimonio di riserve recuperabili e valorizza le competenze maturate e la disponibilità di infrastrutture nelle aree a consolidata presenza.

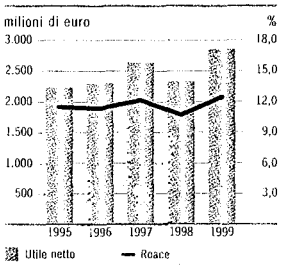
■ L'offerta pubblica di acquisto della British-Borneo conferma l'impegno dell'Eni alla crescita della produzione di idrocarburi: la finalizzazione dell'operazione consentirà di incrementare nel breve termine la produzione giornaliera di circa 60-80 mila boe, in particolare nelle aree di consolidata presenza Eni del Mare del Nord inglese e del Golfo del Messico.

■ Gli accordi commerciali stipulati con la società di Stato libica hanno consentito l'avvio del progetto per lo sviluppo dei giacimenti Wafa e della struttura C del permesso NC-41 (con riserve recuperabili in quota Eni di 1,04 miliardi di boe) e per la realizzazione del gasdotto per l'esportazione in Italia, a regime, di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale.

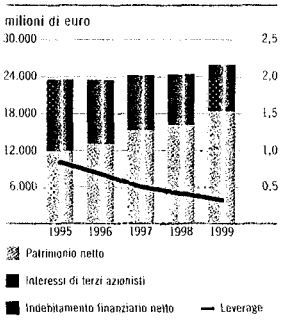
■ L'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, l'iniziativa Blue Stream e l'acquisto della concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo rappresentano un passo importante nella strategia di diversificazione geografica del business del gas naturale in mercati previsti in forte espansione, anche per assorbire il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico.

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione e di sviluppo selettivo della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e all'estero. Il progetto di integrazione in un unico polo delle raffinerie di Priolo e di Augusta (Esso) consentirà di aumentare l'efficienza e la flessibilità del sistema di raffinazione dell'Eni e di incidere ulteriormente sulla struttura dei costi.

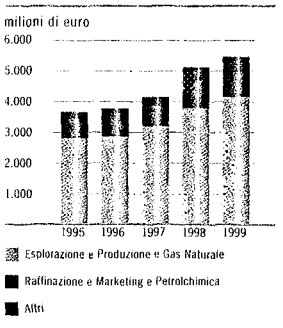
Utile netto e Roace



Struttura del Capitale e Leverage



Investimenti per attività



Principali dati economico-finanziari

(milioni di €)

	1995	1996	1997	1998	1999
Ricavi	29.381	29.790	31.359	28.341	**31.008**
Utile operativo (1)	5.316	4.960	5.345	3.810	**5.480**
Utile netto (1)	2.235	2.299	2.643	2.328	**2.857**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	6.595	5.023	6.515	6.864	**8.248**
Investimenti	3.680	3.792	4.169	5.152	**5.483**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	12.779	13.969	16.244	17.390	**19.749**
Indebitamento finanziario netto	10.789	9.559	8.050	7.070	**6.267**
Capitale investito netto	23.568	23.528	24.294	24.461	**26.016**
Dividendo per azione euro	0,111	0,124	0,145	0,155	**0,181**
Pay-out (%)	39,7	43,1	43,8	53,2	**50,6**
Leverage	0,84	0,68	0,5	0,41	**0,32**
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	11,5	11,4	12,2	10,7	**12,5**

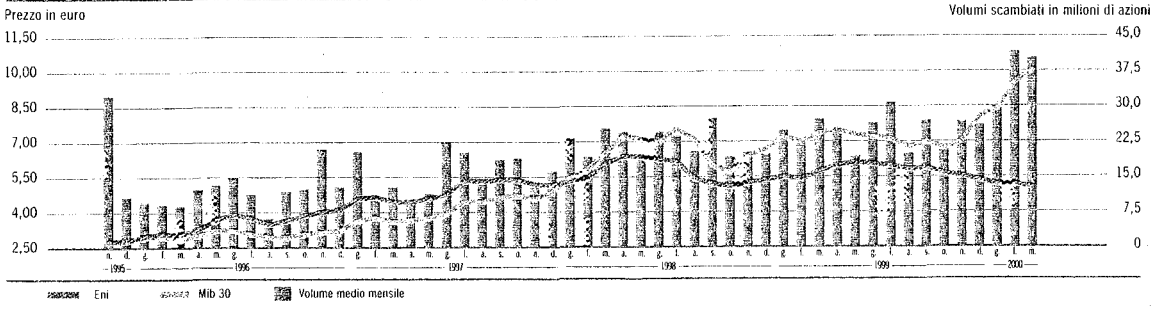
(1) I dati 1996 comprendono l'effetto negativo della modifica del criterio di svalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (SFAS 121) pari, rispettivamente, a 414 e a 197 milioni di euro.

Principali dati operativi

	1995	1996	1997	1998	1999
Riserve certe di petrolio (milioni di barili) (1)	2.402	2.484	2.844	2.881	**3.137**
di gas naturale (milioni di boe) (1)	1.916	2.191	2.229	2.374	**2.397**
di idrocarburi (milioni di boe) (1)	4.318	4.675	5.073	5.255	**5.534**
Vita utile residua delle riserve (anni)	11,9	13,1	13,6	13,4	**14,0**
Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili) (1)	612	614	646	653	**674**
di gas naturale (migliaia di boe) (1)	370	370	375	385	**390**
di idrocarburi (migliaia di boe) (1)	982	984	1.021	1.038	**1.064**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	52,55	53,23	53,14	55,69	**60,24**
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero (miliardi di metri cubi)		2,80	2,79	2,73	**2,67**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	6,01	6,64	8,07	9,97	**11,29**
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	38,10	37,80	36,40	40,10	**38,31**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	86	87	94	103	**96**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	51,90	51,36	51,60	54,19	**51,82**
Punti vendita carburanti (numero)	13.529	13.150	12.756	12.984	**12.489**
Erogato medio per punto vendita (migliaia di litri all'anno)	1.431	1.448	1.463	1.512	**1.543**
Produzioni della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	9.529	8.729	9.057	8.294	**8.298**
Vendite della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	6.159	5.954	6.113	5.537	**5.622**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (milioni di euro)	4.035	4.350	5.163	4.931	**4.438**
Dipendenti (numero)	86.422	83.424	80.178	78.906	**72.023**

(1) Per i dati 1999 v. i paragrafi "Riserve di greggio e di gas naturale" e "Produzione" nell'andamento operativo del settore Esplorazione e Produzione.

ENI E MIB 30 - NOVEMBRE 1995 - MARZO 2000 (MEDIE MENSILI)



LETTERA AGLI AZIONISTI

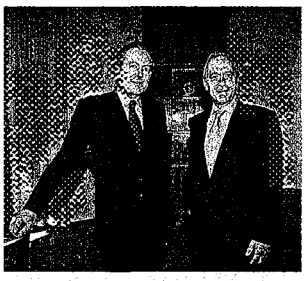
Signori Azionisti,

il 1999 è stato un anno ricco di risultati, avvenimenti e implicazioni di grande rilievo per la vita e il futuro dell'Eni.

Un anno di risultati record...

È stato anzitutto un anno di record.

Il bilancio 1999 chiude infatti con l'utile netto di 2.857 milioni di euro. Il valore di questo risultato è oltremodo significativo se confrontato con il precedente massimo storico, realizzato nel 1997 in condizioni allora più favorevoli di prezzo del petrolio (la quotazione media del Brent nel 1999 è stata inferiore di oltre 1 dollaro rispetto a quella del 1997). Segna un record importante anche la redditività di Gruppo, grazie al conseguimento di un ROACE del 12,5%, mentre raggiunge il minimo l'indebitamento finanziario netto contribuendo in modo determinante al miglior leverage (0,32) mai registrato. L'aumento del ritorno sul capitale investito, inoltre, non è andato a discapito della crescita: abbiamo infatti rafforzato il patrimonio upstream dell'Eni grazie a investimenti mirati che produrranno il loro effetto in un arco più lungo di tempo.



Gian Maria Gros-Pietro
Presidente
Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Gli eccellenti risultati consentono di proseguire nella politica di costante incremento dei dividendi, che quest'anno il Consiglio di amministrazione ha deciso di attuare proponendo all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di 0,181 euro per azione (+16,7%).

I fondamentali dell'Eni disegnano il quadro di una società che fa ingresso nel nuovo secolo più che mai rafforzata nella sua solidità industriale e finanziaria, e nella sua capacità di creare ricchezza e generare redditività. Siamo tuttavia perfettamente consapevoli che queste doti rappresentano soltanto un prerequisito indispensabile, ma non di per sé sufficiente, per affrontare un mondo che cambia rapidamente.

... ma il mondo cambia rapidamente: la concentrazione dell'industria petrolifera e la liberalizzazione del mercato del gas in Europa e in Italia

Il 1999 è stato infatti caratterizzato da profonde evoluzioni dello scenario in cui l'Eni opera, sostenute strutturalmente da un più generale processo di trasformazione dell'economia e dei mercati internazionali sotto la spinta della globalizzazione. Due fenomeni, in particolare, hanno interessato i settori più importanti del nostro core-business: la concentrazione dell'industria petrolifera mondiale e una decisa svolta nel processo di liberalizzazione nel mercato del gas europeo e italiano.

Il consolidamento dell'industria petrolifera si è rafforzato nel corso del 1999, dando luogo a un processo unico per rapidità e intensità nella storia dell'industria stessa. Molti fattori hanno concorso a determinarlo: il repentino crollo dei prezzi del greggio del 1998, associato a una situazione di sovrapproduzione strutturale; il progressivo deteriorarsi, negli anni precedenti, delle condizioni contrattuali nell'upstream, per effetto della competizione internazionale e della relativa scarsità di buoni assets minerari nel mondo; la necessità di rimpiazzare riserve a costi contenuti. Altri elementi potrebbero essere richiamati, ma su tutti domina la necessità di migliorare il livello di redditività di un'industria che dava segni di maturità e prospettava orizzonti di crescita ritenuti inferiori rispetto a molti altri settori industriali.

È ancora presto per poter valutare se questo obiettivo sarà conseguito dalle recenti operazioni di fusione e acquisizione. È possibile, tuttavia, sottolineare due aspetti di criticità che sembrano destinati a permanere. In primo luogo, la dimensione in sé non sembra poter risolvere il problema di fondo della nostra industria, che è quello di investire enormi flussi di cassa ottenendo ritorni apprezzabili per un mercato finanziario sempre più selettivo. Inoltre, nonostante i tagli produttivi adottati con sostanziale successo dall'Opec nel marzo 1999 e la ripresa della domanda mondiale trainata dal recupero del Sud-Est asiatico, i fondamentali

dell'offerta petrolifera restano caratterizzati da un potenziale eccesso di produzione che nel passato si è rivelato nocivo per la tenuta di lungo termine dei prezzi.

L'altro grande processo di cambiamento che ha riguardato il mondo Eni - il processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas - si è caratterizzato per le forti asimmetrie nelle scelte dei diversi paesi europei. In Italia, con l'approvazione da parte del Parlamento della Legge Delega sul riassetto del mercato del gas e i pareri dell'Antitrust e dell'Autorità per l'Energia sullo stesso tema, si è determinata una forte spinta ad andare oltre il dettato della Direttiva Comunitaria che non ha avuto riscontri in altri paesi europei. Tale spinta si è tradotta nello schema di Decreto Legislativo emanato dal Governo italiano nei primi mesi del 2000, il quale prevede - tra l'altro - l'imposizione di tetti in capo a singoli operatori sia per l'immissione di gas sulla rete nazionale, sia per la vendita di gas sul mercato finale. Inoltre, il Decreto ha previsto la separazione societaria della rete di trasporto gas detenuta dalla Snam e la formula dell'accesso regolato per terzi alla rete stessa. Tali provvedimenti - nel disegnare un assetto del mercato interno del gas profondamente diverso dal passato - rappresentano l'introduzione di forti elementi differenziali rispetto al resto dell'Europa continentale, ove si è inteso procedere con molta più cautela sulla via dell'apertura.

Le risposte dell'Eni: le scelte strategiche sull'upstream...

Il convergere di processi di così vasto cambiamento sulle due attività principali del core-business dell'Eni ha comportato l'emergere di nuove opportunità e di nuovi vincoli, tali da indurre un profondo processo di revisione delle strategie e delle politiche di breve e di lungo termine. Il piano 2000-2003, approvato alla fine del 1999, è il risultato di una nuova visione strategica, da un lato caratterizzata da un aggressivo tasso di crescita nell'upstream, dall'altro orientata al contatto diretto con il cliente finale consumatore di energia.

Nel settore upstream, abbiamo varato un piano che prevede la crescita del 50% della produzione di idrocarburi entro il 2003. Tale obiettivo si articola su due componenti. La prima è quella della crescita per via ordinaria, che è proseguita nell'anno in corso grazie a alcune significative acquisizioni di assets e di titoli esplorativi selettivi in alcune frontiere con più alto potenziale del mondo. Di particolare rilievo è stata la conclusione del contratto per la valorizzazione e il trasporto in Italia, via gasdotto (in parte sottomarino), delle riserve di gas libiche dei campi di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 (che contengono anche olio), detenute in compartecipazione con la compagnia di Stato (NOC).

La seconda, invece, riguarda operazioni di fusione e/o acquisizione - di altri operatori o di asset di rilevanti dimensioni - in grado di consentire forti sinergie e un posizionamento strategico e di costo di eccellenza mondiale. Le nostre riflessioni sul tema ci inducono a valutare con estrema determinazione, ma anche con attento realismo, la questione della dimensione futura dell'Eni: siamo consapevoli che dalla sua ampiezza potranno derivare grandi vantaggi industriali e competitivi per la società; tuttavia, riteniamo essenziale - alla luce del contesto che caratterizza l'industria petrolifera nel suo complesso - non considerare la dimensione come un valore in sé, ma informare i nostri comportamenti ad azioni di crescita che siano capaci di creare maggiore valore per i nostri azionisti. La porta quindi è aperta: ma - come suggerisce l'insegnamento spesso dimenticato della storia delle operazioni di fusione e acquisizione - saranno i nostri calcoli e le nostre valutazioni a indicarci il momento più opportuno per varcarla, e non le tendenze del momento.

... quelle sul downstream gas, fino all'elettricità...

Nel settore del gas naturale, l'Eni ha agito su tre piani. In primo luogo, impostando una strategia puntuale di internazionalizzazione del downstream gas, con l'obiettivo di vendere almeno 10 miliardi di metri cubi di gas naturale l'anno nel 2003 in mercati esteri caratterizzati da alti tassi di sviluppo. Abbiamo iniziato a attuare questa direttrice con l'arricchimento delle posizioni internazionali della Snam e dell'Italgas, grazie all'acquisizione del 33,34% della compagnia portoghese Galp - trampolino per l'espansione di Gruppo nell'intera Peni-

sola Iberica e in America Latina - alla aggiudicazione del contratto di concessione per la fornitura di gas naturale nella regione Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo, all'avvio delle attività preliminari per i lavori di costruzione della prima condotta del gasdotto Blue Stream. In secondo luogo, con la costituzione di EniPower, l'Eni ha scelto di strutturare la sua presenza in un settore - quello elettrico - che costituisce l'anello necessario per completare le competenze di Gruppo nell'intera filiera del gas, poiché dallo sviluppo della produzione elettrica a ciclo combinato proverrà gran parte della domanda incrementale di gas in Europa e nel mondo.

Per facilitare e sostenere il processo di apertura del mercato del gas in Italia abbiamo varato una prima riorganizzazione della Snam separando, sotto il profilo contabile, gestionale e organizzativo, le attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e commercializzazione; inoltre, abbiamo offerto ad altri operatori gli 8 miliardi di metri cubi di gas che si renderanno disponibili dalla Libia a partire dal 2002, nonché i due miliardi di metri cubi di gas della Promgas (Joint venture tra Snam e Gazexport): a entrambe le decisioni è stato dato corso concreto nei primi mesi del 2000, con la stipula dei primi contratti con Edison Gas.

L'Eni continuerà in ogni caso a tutelare i suoi diritti sul mercato italiano per evitare soluzioni che non tengano conto né delle sue caratteristiche strutturali, né di una visione integrata del mercato europeo e della necessaria reciprocità che essa richiede.

... la continua, vigorosa spinta al recupero di efficienza e alla ristrutturazione delle attività più cicliche...

È certo, comunque, che il panorama di cambiamenti che investe la nostra industria richiederà un ulteriore salto di qualità in termini di efficienza complessiva.

Per queste ragioni, nel 1999 è cominciata una revisione del piano di taglio dei costi che ha consentito di innalzare a un miliardo di euro (+250 milioni di euro) l'obiettivo di risparmio da conseguire entro il 2003. Si tratta di un piano, tuttavia, in continua evoluzione, che puntiamo ad ampliare in modo significativo fin dall'anno corrente. Mentre esso investirà ogni settore, interventi di forte razionalizzazione continueranno a interessare la petrolchimica - il cui peso nel capitale investito netto di Gruppo scenderà al 7% nel 2003 - con la chiusura di siti marginali; si stanno valutando, inoltre, varie opzioni di alleanza volte a diminuire ulteriormente il ruolo dell'Eni nel settore. Nel downstream oil, proseguirà l'azione tesa a razionalizzare la presenza sia nella raffinazione - che nel 1999 si è tradotta nel progetto definito insieme alla Esso Italiana per l'integrazione delle raffinerie di Priolo (Eni) e di Augusta (Esso) - sia nelle attività estere, con l'uscita da aree marginali e con bassa massa critica e la concentrazione su alcuni poli selettivi di sviluppo (Penisola Iberica, in seguito all'accordo con Galp; Brasile). L'Eni auspica inoltre una decisa svolta nel processo di liberalizzazione della rete italiana di distribuzione, affinché sia possibile riorganizzare le attività nel settore diminuendo la quota detenuta da AgipPetroli/IP nel mercato domestico e i punti vendita, ma incrementando l'erogato medio, i servizi e la qualità dei distributori.

Le attività di Ingegneria e Servizi, nonostante le difficoltà dell'attuale ciclo, hanno fornito risultati positivi, e continueranno a essere considerate parte integrante della capacità dell'Eni di offrire nel mondo competenze integrate per la realizzazione di progetti di grande rilievo industriale e tecnologico.

Una bussola puntata al futuro

Molte altre azioni sono state progettate nel 1999 e potranno realizzarsi in tempi brevi. Su due temi in particolare, tuttavia, l'Eni ritiene che debbano concentrarsi azioni innovative attualmente in fase di approfondimento. Il primo è quello dell'e-commerce, che consideriamo la naturale frontiera evolutiva di alcuni segmenti del nostro business, e in particolare di quello del gas. Il secondo riguarda la presenza nel settore delle telecomunicazioni, nel qua-

le si stanno verificando opzioni tali da assicurare un impegno più incisivo, non solo in termini di massima valorizzazione delle partecipazioni attualmente in portafoglio. L'attenzione riservata a questi settori nasce dalla convinzione che i cambiamenti con i quali si confronta già oggi l'industria mondiale dell'energia potranno indurre sostanziali modifiche del codice genetico tradizionale dell'industria stessa, richiedendo una visione più ampia delle opportunità industriali e finanziarie che ad essa si prospettano.

Naturalmente, l'impatto dei cambiamenti ci sollecita ad operare in profondità anche sul piano delle risorse umane. L'Eni ha un grande patrimonio di conoscenze e talenti, per la cui valorizzazione intendiamo attuare politiche innovative di sviluppo; queste stesse politiche dovranno essere in grado di attrarre e aggregare forze nuove e competenze diverse. Non ci sfuggono la complessità dell'obiettivo, né i problemi connessi con l'imprimere - a così poco tempo dalla rivoluzione che ha consentito all'Eni di cambiare profondamente il corso della sua storia - una nuova e rapida svolta alla cultura del Gruppo. Siamo certi, tuttavia, che - come in passato - le attese e la disponibilità al cambiamento dei nostri uomini faciliteranno questa nuova sfida.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente Gian Maria Gros-Pietro

L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Presidente

Gian Maria Gros-Pietro (2)

Amministratore delegato

Vittorio Mincato

Amministratori

Mario Giuseppe Cattaneo (□)

Alberto Clò (△)

Umberto Colombo (△)

Renzo Costi (□)

Luigi De Paoli (□) (△)

Mario Draghi

Giulio Marcello Sapelli (□)

DIRETTORE GENERALE DELLA DIVISIONE AGIP PER L'ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI (3)

Luciano Sgubini

COLLEGIO SINDACALE (4)

Presidente

Andrea Monorchio

Sindaci effettivi

Luigi Biscozzi

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

Mario Sica

Sindaci supplenti

Fernando Carpentieri

Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO

Nicola Soria (5)

Sostituto

Nicola Mastropasqua (6)

SOCIETÀ DI REVISIONE (7)

Arthur Andersen SpA

(□) MEMBRO DELL'AUDIT COMMITTEE

L'Audit Committee ha il compito di vagliare il lavoro delle società di revisione anche con riferimento all'indipendenza dei loro giudizi e valutare gli eventuali rilievi che emergessero: (i) dai rapporti di revisione delle unità di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) dalle comunicazioni dei collegi sindacali e dei singoli componenti dei medesimi; (iii) dalle indagini e dagli esami svolti da terzi; (iv) dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento.

(△) MEMBRO DEL COMPENSATION COMMITTEE

Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo e di proporre l'introduzione di meccanismi di incentivazione.

Deleghe del Presidente: *il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 17 giugno 1999 ha conferito al Presidente delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica.*

Deleghe dell'Amministratore delegato: *il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 17 giugno 1999 ha conferito all'Amministratore delegato tutti i poteri di amministrazione della Società a eccezione di quelli non delegabili, della definizione delle linee strategiche di Gruppo, delle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società direttamente controllate e di altri poteri in tema di operazioni di compravendita di rilevante entità, riservati al Consiglio di amministrazione.*

(1) Nominato dall'Assemblea del 4 giugno 1999 per un triennio quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2001. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Consigliere Mario Draghi è stato nominato con Decreto 21 maggio 1999 del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato

(2) Nominato dall'Assemblea del 30 novembre 1999

(3) Nominato dal Consiglio di amministrazione del 24 settembre 1997

(4) Nominato dall'Assemblea del 4 giugno 1999 per un triennio quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2001. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 21 maggio 1999 del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato

(5) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27 luglio 1999

(6) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 18-19 luglio 1994

(7) Incarico conferito dall'Assemblea del 16 giugno 1998 per un triennio

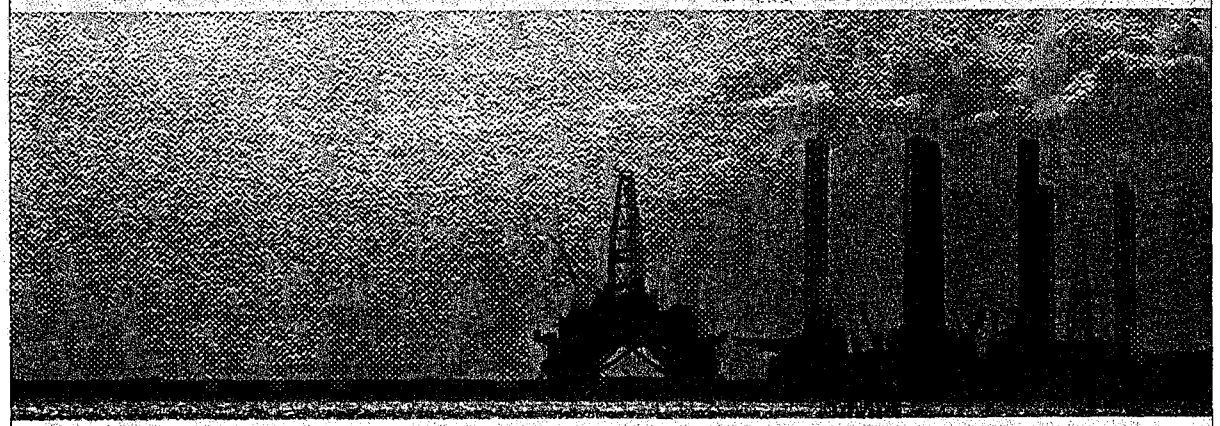
ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

■ L'investimento di 1.055 milioni di euro per l'acquisto di quote di partecipazione in campi dell'offshore profondo del Golfo del Messico, in Algeria, in Egitto e in Ecuador aumenta di 317 milioni di boe il patrimonio di riserve recuperabili (di cui 186 certe; di queste 121 milioni sono state iscritte nelle riserve al 31 dicembre 1999) e valorizza le competenze maturate e la disponibilità di infrastrutture nelle aree a consolidata presenza. La produzione giornaliera degli asset acquisiti raggiungerà circa 37 mila boe nel 2000 (l'incidenza sulla produzione dell'anno è stata di circa 6 mila boe)

■ L'offerta pubblica di acquisto della British-Borneo conferma l'impegno dell'Eni alla crescita della produzione di idrocarburi: la finalizzazione dell'operazione consentirà di incrementare nel breve termine la produzione giornaliera di circa 60-80 mila boe, in particolare nelle aree di consolidata presenza Eni del Mare del Nord inglese e del Golfo del Messico

■ Gli accordi commerciali stipulati con la società di Stato libica hanno consentito l'avvio dello sviluppo del giacimento onshore di Wafa e di quello offshore nella struttura C del permesso NC-41 con riserve recuperabili di 1.044 milioni di boe in quota Eni

■ L'effetto delle azioni di razionalizzazione e i minori ammortamenti di ricerca esplorativa hanno consentito una riduzione dei costi di 314 milioni di euro



(milioni di €)

	1997	1998	**1999**
Ricavi (1)	6.897	5.206	**6.840**
Utile operativo	2.590	594	**2.834**
Investimenti di ricerca esplorativa (2)	677	661	**471**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	95	197	**917**
Investimenti di sviluppo (2)	1.550	2.024	**1.880**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	8.578	8.170	**7.773**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(2) I dati del 1997 e del 1998 sono stati rettificati per evidenziare le acquisizioni di titoli minerari.

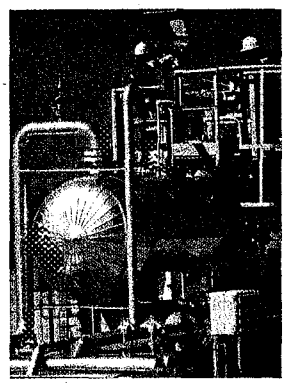
Azerbaigian - Mar Caspio

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 1999 sono pari a 5.534 milioni di boe (petrolio e condensati 3.137 milioni di barili; gas naturale 387 miliardi di metri cubi). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni Production Sharing

Agreements (PSA)[1] (398 milioni di boe) e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA[2] (302 milioni di boe), le riserve certe aumentano del 3,5% a seguito delle nuove scoperte ed estensioni (243 milioni di boe), delle revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero (200 milioni di boe) e delle acquisizioni (121 milioni di boe), parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno (381 milioni di boe). Le nuove scoperte ed estensioni hanno interessato sia l'Italia (campi della Val d'Agri in Basilicata, campi di Pizzo Tamburino e Masseria Vecchia in Sicilia) sia l'estero, principalmente l'Angola (Blocco 15 e altri campi a olio), la Nigeria (campo di Bonga e altri campi a olio e gas), l'Egitto (diversi campi a gas e olio) e il Congo (campi a olio di Mwafi e Foukanda). Significative revisioni di precedenti stime si sono registrate in Italia (diversi campi prevalentemente a olio) e all'estero, soprattutto in Egitto (campi di Ha'py, Belayim e Port Fouad), in Nigeria (campi di EA-EJA, Oshi e altri campi), e in Norvegia (campi di Norne, Ekofisk e Asgaard). La vita utile residua delle riserve è di 14,0 anni (13,4 nel 1998).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 1999 sono pari a 1.750 milioni di barili di petrolio e condensati e 188 miliardi di metri cubi di gas naturale pari, rispettivamente, al 56 e al 49% del totale delle riserve certe di petrolio e condensati e di gas naturale (rispettivamente 59 e 43% al 31 dicembre 1998).

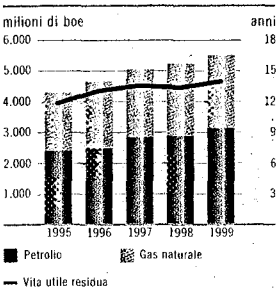


Italia - Val d'Agri. Pozzo Monte Alpi 3

ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 1999 consisteva in 704 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 33 paesi di cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 300.386 chilometri quadrati (284.299 al 31 dicembre 1998), di cui 37.203 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (34.963 al 31 dicembre 1998). La superficie complessiva detenuta in quota Eni è diminuita in Italia di 2.215 chilometri quadrati a seguito del rilascio di alcuni permessi esplorativi ed è aumentata all'estero di 18.302 chilometri quadrati a seguito dell'acquisizione di titoli minerari principalmente in Algeria, Australia, Brasile,

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



(1) Nei PSA la produzione è suddivisa in due parti, di cui una, Cost Oil, valorizzata ai prezzi di riferimento consente di recuperare i costi sostenuti e l'altra, Profit Oil, costituisce il profitto che viene suddiviso tra l'Ente Nazionale e l'Eni. Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di Profit Oil; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. L'applicazione della nuova metodologia ha influito sulla determinazione della produzione giornaliera (+46 mila boe), sulla determinazione delle riserve certe (+398 milioni di boe) e ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte di 203 milioni di euro.

(2) L'aumento delle quotazioni ha determinato l'attribuzione di una minore produzione di 8 mila boe/giorno e di minori riserve certe di 302 milioni di boe (petrolio 158 milioni di barili; gas naturale 144 milioni di boe).

Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1) (2)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe al giorno)		
	1997	1998	**1999**	1997	1998	**1999**
Italia	1.646	1.574	1.477	403	394	358
Africa Settentrionale	1.530	1.686	1.849	229	236	269
Africa Occidentale	852	910	1.067	180	196	206
Mare del Nord	655	666	646	155	156	154
Resto del mondo	390	419	495	54	56	77
	5.073	**5.255**	**5.534**	**1.021**	**1.038**	**1.064**

(1) Al fine di valutare la variazione è da evidenziare che dal 1999 è stata introdotta una nuova metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA che ha influito sulla determinazione della produzione giornaliera di idrocarburi di +46 mila boe (petrolio 41 mila barili; gas naturale 5 mila boe) e delle riserve certe di +398 milioni di boe (petrolio 222 milioni di barili; gas naturale 176 milioni di boe). Nei PSA inoltre l'aumento delle quotazioni degli idrocarburi ha comportato una minore attribuzione della produzione di 8 mila boe/giorno (petrolio 7 mila barili; gas naturale 1.000 boe) e delle riserve certe di 302 milioni di boe (petrolio 158 milioni di barili; gas naturale 144 milioni di boe).

(2) Il gas naturale è stato convertito da metri cubi in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in relazione alle caratteristiche specifiche.