ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 151

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI)

(Esercizi 2000 e 2001)

Trasmessa alla Presidenza il 5 maggio 2003

TIPOGRAFIA DEL SENATO (200)

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 17/2003 dell'8 aprile 2003 . . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Ente nazionale idrocarburi S.p.A. per gli esercizi 2000 e 2001 . . . . . » 7

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 2000:

Relazione del Consiglio di amministrazione . . . . . » 85

Relazione del Collegio Sindacale . . . . . » 155

Bilancio consolidato . . . . . » 161

Bilancio d'esercizio . . . . . » 241

Esercizio 2001:

Relazione del Consiglio di amministrazione . . . . . » 359

Relazione del Collegio Sindacale . . . . . » 439

Bilancio consolidato . . . . . » 445

Bilancio d'esercizio . . . . . » 525

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 17/2003

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza dell'8 aprile 2003;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961, con il quale l'Ente nazionale idrocarburi (ENI), è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazione, del D. L. 11 luglio 1992 n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di E.N.I. S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta «alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'I.R.I., dell'E.N.I., dell'I.N.A. e dell'E.-N.E.L., il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958 n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società»;

visti i bilanci della Società suddetta, relativi agli esercizi finanziari 2000 e 2001, nonchè le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Consigliere Professor Michael Sciascia e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per gli esercizi 2000 e 2001;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perchè ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 2000 e 2001 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'ENI SpA, l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

L'ESTENSORE
f.to Michael Sciascia

IL PRESIDENTE
f.to Luigi Schiavello

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELLA FONDAZIONE E.N.I. S.p.A. – *ENTE NAZIONALE IDROCARBURI* – PER GLI ESERCIZI 2000 E 2001

SOMMARIO

1. *Premessa.* – 2. Notazioni generali. – *2.1* Gli obiettivi di interesse pubblico. – 3. Gli organi della società negli esercizi 2000 e 2001. – 4. Il personale negli esercizi 2000 e 2001. - 5. Il bilancio della società per l'esercizio 2000. – *5.1* Struttura patrimoniale della società. – *5.1.1 Lavoro e oneri relativi.* – *5.1.2 Proventi netti su partecipazioni.* – *5.1.3 Costi per la ricerca scientifica.* – *5.1.4 Imposte nette sul reddito.* – *5.1.5 Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie.* – 6. Il bilancio della società per l'esercizio 2001. – *6.1* Struttura patrimoniale della società. – *6.1.1 Lavoro e oneri relativi.* – *6.1.2 Proventi netti su partecipazioni.* – *6.1.3 Costi per la ricerca scientifica.* – *6.1.4 Imposte nette sul reddito.* – *6.1.5 Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie.* – 7. Risultati di gruppo negli esercizi 2000 e 2001. – *7.1* Esplorazione e produzione. – *7.2* Gas naturale. – *7.3* Energia elettrica. – *7.4* Raffinazione e marketing. – *7.5* Petrolchimica. – *7.6* Ingegneria e servizi. – *7.7* Altre attività. – 8. Indici del bilancio consolidato - Esercizi 2000 e 2001. – 9. L'attività di auditing negli esercizi 2000 e 2001. – 10. Conclusioni.

PAGINA BIANCA

1. PREMESSA

La Corte ha riferito al Parlamento i risultati del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. per gli esercizi 1998 e 1999, provvedendo a comunicarne l'esito alle presidenze delle due Camere, con determinazione n. 83/2001 del 18 dicembre 2001, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259.

La presente relazione, redatta ai sensi della stessa legge n. 259 del 1958, riferisce sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. negli esercizi 2000 e 2001 e sui più significativi eventi verificatisi successivamente sino alla data corrente.

2. NOTAZIONI GENERALI

L'Eni S.p.A. è stata istituita nel 1992 a seguito della trasformazione in società per azioni, avvenuta con legge 10 febbraio 1953 n. 136 dell'Ente Nazionale Idrocarburi. Nel modello organizzativo dell'epoca l'Eni s.p.a. svolgeva nel Gruppo il ruolo, con funzioni di coordinamento e controllo, di holding di partecipazione in sub-holding operative e di partecipazione; tale organizzazione, considerato il numero eccessivo di livelli organizzativi, ha comportato nel tempo un rallentamento dei processi decisionali con conseguente scarsa efficacia nel sistema di governo e quindi di controllo del Gruppo.

Per questo motivo nel 1997 è stato avviato il processo di divisionalizzazione del Gruppo con l'incorporazione nell'Eni s.p.a. dell'Agip s.p.a., dando vita alla costituzione della Divisione Exploration & Production; nel febbraio 2002 è divenuta efficace la fusione per incorporazione della Snam deliberata dall'Assemblea Eni il 1° giugno 2001, ed è stata quindi costituita la Divisione Gas & Power; alla fine del 2002 è diventata efficace la fusione per incorporazione dell'Agip Petroli S.p.A., deliberata dall'Assemblea Eni il 30 maggio 2002; sarà di conseguenza costituita la Divisione Refining & Marketing. Attraverso la divisionalizzazione si è venuto a creare un nuovo modello organizzativo del Gruppo, che attribuisce all'Eni il ruolo strategico-industriale di indirizzo e coordinamento e alle Divisioni la responsabilità della gestione delle attività di competenza ripartite nel modo seguente:

- la Divisione Exploration & Production ha la responsabilità, in Italia e all'estero, delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi;
- la Divisione Gas & Power ha la responsabilità, in Italia e all'estero, della gestione delle attività di commercializzazione e distribuzione del gas, nonché dell'energia elettrica;
- la Divisione Refining & Marketing avrà la responsabilità, in Italia e all'estero, della lavorazione e commercializzazione del greggio.

Relativamente all'estero, il precedente modello organizzativo attribuiva all'Eni s.p.a. il controllo diretto o indiretto delle quattro sub-holding olandesi, Agip International BV, AgipPetroli International BV, Snam International BV ed Eni International Holding BV che gestivano, con partecipazioni generalmente totalitarie le "società paese" operanti nelle rispettive Divisioni Exploration & Production, Refining & Marketing, Gas & Power e nel settore attività finanziarie. Con l'incorporazione nell'Eni di Agip, Snam e Agip Petroli è venuta meno la necessità della presenza di più sub-holding e, al fine di ottenere una maggiore uniformità con il nuovo assetto dell'Eni, è stata concentrata nell'Agip International BV (dopo l'esecuzione delle operazioni di fusione per incorporazione nell'Agip International dell'Eni International Holding, dell'Agip Petroli International, della Snam International, avvenute nell'ottobre 2002, e di modifica della denominazione dell'Agip International in Eni International) la funzione di gestione, indirizzo, coordinamento e controllo delle citate partecipazioni estere.

Attraverso questa nuova struttura organizzativa, sono già stati realizzati i primi obiettivi: a) una semplificazione dei diversi livelli organizzativi attraverso le funzioni di staff con l'integrazione nella Corporate delle funzioni, già gestite dalle società incorporate, (approvvigionamento beni e servizi, finanza, relazioni esterne, segreteria societaria e tecnologie); b) una migliore integrazione tra le attività svolte dalla Divisione Exploration & Production e le altre Divisioni; c) un maggiore collegamento con le competenti funzioni corporate di pianificazione strategica, controllo degli investimenti, promozione di iniziative di sviluppo.

La partecipazione del Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica nel 2001 risulta pari al 30,3% del capitale dell'Eni s.p.a. con conseguente mantenimento della posizione dominante.

2.1-Gli obiettivi di interesse pubblico

A fronte della globalizzazione dei mercati, sempre più le comunità internazionali ravvisano la necessità di stabilire programmi e misure idonee ad assicurare la compatibilità tra interessi pubblici e interessi economici, in un quadro di sostenibilità che contemperi obiettivi economici, difesa dell'ambiente e interessi sociali.

L'estrazione e la distribuzione di idrocarburi sono considerate di pubblica utilità in quanto la fornitura di questi è essenziale per l'economia di un Paese e, quindi, per il suo sviluppo. Lo Stato Italiano attraverso l' Eni ha conseguito almeno due obiettivi di pubblica utilità:

- **la disponibilità** su tutto il territorio e per tutti i cittadini della fornitura di idrocarburi;
- **la continuità** e **la sicurezza** della fornitura.

In passato gli obiettivi di interesse pubblico, così come delineati dalle norme, venivano perseguiti dallo Stato attraverso l'Eni, allora costruito quale ente pubblico economico, in un regime di monopolio. Con l'avvio del processo di privatizzazione dell'Eni e la ristrutturazione societaria, non solo sono state adeguate forme e modalità di regolamentazione di detta attività di interesse pubblico, ma sono anche cambiati gli stessi contenuti di essa. Un primo elemento da considerare è che l'Eni ha dovuto coordinare ed assicurare gli obiettivi di politica ambientale relativamente a tutte le attività del Gruppo. Il secondo elemento è il diverso atteggiarsi del concetto di pubblico interesse in relazione alla liberalizzazione del mercato. Oggi agli obiettivi già precedentemente enunciati e perseguiti, si aggiunge una serie di altri obiettivi finalizzati a migliorare l'efficacia della fornitura di idrocarburi rispetto alla protezione dell'ambiente. E' da tenere presente che l'Eni, società a prevalente partecipazione pubblica, non può non considerare la tutela dell'ambiente come una condizione imprescindibile per instaurare una relazione costruttiva con le comunità dei cittadini organizzate ai vari livelli

istituzionali e territoriali, venendo così incontro alle esigenze di esse, peraltro costituzionalmente garantite. Va dato atto che l'E.N.I. in tale spirito, attraverso la compilazione volontaria del suo rapporto ambientale, ha cercato di valutare l'impatto della propria attività sull'habitat naturale ed umano. Ciò ha richiesto, per la gestione interna, strumenti capaci di produrre informazioni utili ad individuare le criticità ambientali, a scegliere gli indirizzi da attuare e a controllarne poi l'efficacia e l'efficienza a seguito della loro realizzazione.

Nel triennio 1999-2001 l'Eni ha ridotto i consumi energetici; per quanto riguarda l'inquinamento atmosferico ha abbattuto le emissioni di ossido di azoto, ossido di zolfo, metano e particolato, mentre sono aumentate le emissioni di anidride carbonica, in seguito all'acquisizione della società inglese Lasmo operante comunque al di fuori del territorio nazionale. Per quanto riguarda i prelievi idrici, nel 2001, il 94% è stato costituito da acqua di mare, utilizzata prevalentemente per scambi termici; inoltre, nell'ultimo triennio, si è registrata la diminuzione dei prelievi di acqua dolce. Nel 2001 le scorie non pericolose hanno costituito l'81,3% dei rifiuti prodotti dal Gruppo Eni e in valore assoluto sono diminuite del 34,4% rispetto al precedente anno.

In ogni caso è auspicabile la realizzazione di un programma di ampliamento delle forniture di gas naturale, che tra le fonti fossili è quella che presenta le più basse emissioni specifiche di anidride carbonica e che consente di utilizzare tecnologie di conversione elettrica ad alto rendimento, quali i cicli combinati. Programma questo che permetterebbe anche di affrontare meglio gli onerosi impegni previsti dalla ratifica del Protocollo di KYOTO, approvato dal Parlamento con legge n.120 del giugno 2002.

Nell'ambito di tale quadro di scelte programmatiche non può non essere incoraggiato l'impegno già in atto del Gruppo Eni per lo sviluppo di tecnologie più pulite, la ristrutturazione sistematica degli impianti e la ricerca di innovazioni tecnologiche.

3. GLI ORGANI DELLA SOCIETA' NEGLI ESERCIZI 2000 E 2001

Con deliberazione del 21 giugno 2000, approvata dal Collegio Sindacale, ai sensi dell'art. 2386 del codice civile, il Consiglio d'amministrazione ha deliberato di corrispondere al Presidente per il periodo dal 1° luglio 2000 al 30 giugno 2001 la seguente remunerazione:

- importo annuo lordo di 750 milioni di Lire, oltre al compenso e quanto altro ad esso dovuto nella qualità di Presidente ai sensi della delibera assembleare del 4 giugno 1999;
- importo lordo variabile di 12,5 milioni di Lire commisurato al contributo del Presidente (nominato dall'Assemblea del 30 novembre 1999) ai risultati conseguiti dal Gruppo nel 1999, oltre alla disponibilità di alloggio e alla copertura assicurativa contro gli infortuni professionali ed extraprofessionali.

In pari data e con le medesime modalità, il Consiglio ha altresì deliberato di corrispondere all'Amministratore Delegato nel periodo dal 1° luglio 2000 al 30 giugno 2001 la seguente remunerazione:

- importo corrispondente alla retribuzione annua lorda, determinata con decorrenza 1° luglio 2000 in 1.250 milioni di Lire, a esso spettante in relazione al proprio rapporto di lavoro dipendente, comprensivo del compenso e quanto altro a esso dovuto ai sensi della delibera assembleare del 4 giugno 1999 nella propria qualità di Amministratore;
- incentivo lordo complessivo di circa 783 milioni di Lire, determinato in relazione ai risultati conseguiti dal Gruppo nel 1999 e tenuto conto della sopravvenuta modifica del regime fiscale sulle assegnazioni gratuite di azioni, costituito da:
  - importo lordo "una tantum" di 312 milioni di lire da erogare con le competenze del mese di luglio 2000;
  - impegno a offrirgli in sottoscrizione gratuita, decorsi 3 anni dall'offerta, n°46.100 azioni Eni del valore complessivo di circa 470 milioni di lire, stimato sulla base del valore unitario di 10.204 lire, pari alla media dei prezzi di riferimento delle azioni Eni rilevati dal 1° ottobre 1999 al 31 marzo 2000.

Il compenso annuo riconosciuto agli Amministratori ed ai Sindaci effettivi è stato determinato dall'assemblea ordinaria il 4 giugno 1999:

- per il Consiglio di Amministrazione: in lire 400 milioni per il Presidente e in lire 120 milioni per gli altri Amministratori, oltre a lire 300.000 per la presenza a ciascuna riunione degli organi statutari ed al rimborso delle spese;
- per il Collegio Sindacale: in lire 150 milioni per il Presidente e in lire 100 milioni per gli altri sindaci effettivi, oltre a lire 300.000 per la presenza a ciascuna riunione degli organi statutari ed al rimborso delle spese.

Con deliberazione del 7 giugno 2001, approvata dal Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 2396 del codice civile, il Consiglio ha deliberato di corrispondere al Presidente per il periodo dal 1° luglio 2001 al 30 giugno 2002 la seguente remunerazione:

- ammontare annuo lordo di 1.000 milioni di Lire, con decorrenza 1° luglio 2001, oltre al compenso e quanto altro a esso dovuto nella propria qualità di Presidente ai sensi della delibera assembleare del 4 giugno 1999;
- importo lordo "una tantum" di 460 milioni di Lire in relazione al contributo del Presidente ai risultati conseguiti dal Gruppo nel 2000, da erogare nel mese di giugno 2001, oltre alla disponibilità di alloggio e alla copertura assicurativa contro gli infortuni professionali ed extraprofessionali.

In pari data e con le medesime modalità, il Consiglio ha altresì deliberato di corrispondere all'Amministratore Delegato nel periodo dal 1° luglio 2001 al 30 giugno 2002 la seguente rimunerazione:

- retribuzione annua lorda di 1.800 milioni di Lire, con decorrenza 1° luglio 2001, a esso spettante in relazione al proprio rapporto di lavoro dipendente, comprensivo del compenso e quanto altro a esso dovuto nella propria qualità di Amministratore ai sensi della delibera assembleare del 4 giugno 1999;
- importo lordo "una tantum" pari a 488 milioni di Lire, da erogare con le competenze del mese di giugno 2001;

- impegno a offrire in sottoscrizione gratuita, decorsi 3 anni dall'offerta, numero 37.800 azioni Eni da nominali 1 euro cadauna, il cui valore di riferimento è di circa 977 milioni di Lire.

4. IL PERSONALE NEGLI ESERCIZI 2000 E 2001

STATO GIURIDICO E TRATTAMENTO ECONOMICO DEL PERSONALE DEL GRUPPO ENI

Disciplina

Nel bilancio 2000-2001 non ci sono stati rinnovi di contratti collettivi di lavoro applicati nel Gruppo, anche se in corso del periodo sono maturati adempimenti contrattuali imputabili a precedenti rinnovi.

Evoluzione degli organici e del costo lavoro

Complessivamente, rispetto al 2000, nel 2001 il personale è aumentato di 979 unità (+1,4%), saldo fra l'incremento del personale estero di +5.291 unità (+24,9%) e la diminuzione di quello italiano di -4.312 unità (-8,9%).

La diminuzione della predetta componente italiana di personale è dovuta per 1.299 unità a variazioni di campo di consolidamento (dismissioni/acquisizioni di aziende e/o di impianti) e per 3.013 a variazioni gestionali (assunzioni, risoluzioni).

L'incremento del personale estero è dovuto per +762 a variazioni del campo di consolidamento e per +4.529 a variazioni gestionali.

Pertanto la variazione complessiva dell'occupazione nel corso del 2001 è dovuta al saldo fra la diminuzione dovuta a variazioni del campo di consolidamento per -537 unità e per +1.516 a variazioni gestionali.

Tab. 1 – Organici

	31.12.2000	**31.12.2001**	Δ
Dirigenti	1.584	1.331	-253
Quadri	8.036	7.745	-291
Impiegati	23.761	21.974	-1.787
Operai	15.309	13.328	-1.981
Assunti in Italia	**48.690**	**44.378**	**-4.312**
Assunti all'Estero	**21.279**	**26.570**	**+5.291**
TOTALE	**69.969**	**70.948**	**+979**

Nel corso del 2000 e del 2001 sono stati nominati rispettivamente 61 e 122 nuovi dirigenti; l'età media dei promossi è pari a circa anni 41,2 anni nel 2000 e 41,4 anni nel 2001.

Per quanto riguarda il costo lavoro, si è avuta la seguente situazione:

Tab. 2 - Costo lavoro

(milioni di euro)

	2000	**2001**
Salari e stipendi	2.175	2.271
Oneri sociali	627	602
Trattamento di fine rapporto	117	114
Altri costi	68	95
meno quota capitalizzata	-201	-231
TOTALE	2.786	2.851

La risoluzione dei rapporti di lavoro per esodi anticipati ha comportato per l'intero Gruppo, nell'anno 2001, un costo complessivo pari a 237 milioni di euro, non indicati nella tabella. Tali oneri riguardano in particolare i settori Esplorazione e Produzione (101 milioni di euro), Gas Naturale (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (42 milioni di euro) e Petrolchimica (39 milioni di euro).

In particolare, riguardo ai dirigenti la retribuzione media e il costo medio negli anni 2000 e 2001 sono i seguenti:

Tab. 3 - Retribuzione e costo medio dirigenti Gruppo Eni

(valori in euro)

	2000	**Variazione % 2000 su 1999**	**2001**	**Variazione % 2001 su 2000**
Retribuzione media continuativa dell'anno	98.518	4,6	104.512	6,1
Retribuzione media variabile (incentivo monetario)	7.285		9.641	
Retribuzione media globale	105.803	5,7	114.153	7,9
Contributi *	31.180		34.268	
Istituti aziendali (Fisde, Fopdire, Ass.ne morte e inv. perm.)	10.186		12.990	
Rateo TFR *	7.172		8.072	
Costo medio unitario	154.341	2,3	169.483	9,8

* include l'incidenza del valore delle azioni attribuite gratuitamente e sottoscritte

La retribuzione media continuativa dei Dirigenti del Gruppo registra un aumento del 4,6% nell'anno 2000 e del 6,1% nel 2001, in conseguenza sia dell'incremento del minimo contrattuale stabilito dall'Accordo 23 maggio 2000 tra Confindustria e FNDAI, che per effetto dei provvedimenti aziendali di merito, promozione e mobilità geografica stabiliti nell'ambito delle politiche annuali.

Il Piano di incentivazione per il 2000 e il 2001 ha stabilito l'erogazione della retribuzione variabile parte in forma monetaria e parte in azioni Eni. Le azioni sono attribuite mediante impegno di offerta in sottoscrizione a titolo gratuito entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data della comunicazione.

L'incentivo monetario medio aumenta nel 2000 e nel 2001 per effetto dei risultati aziendali positivi e dell'innalzamento dei parametri di incentivazione.

Il costo medio degli Istituti aziendali aumenta nel 2001 per effetto dell'accordo integrativo tra Eni e Coordinamento RSA Dirigenti del 14 dicembre 2000 in materia di previdenza complementare, assistenza sanitaria integrativa e assicurazioni.

La retribuzione media globale dei Dirigenti del Gruppo aumenta del 5,7% nel 2000 e del 7,9% nel 2001. L'aumento del costo medio unitario è pertanto del 2,3% nel 2000 e del 9,8% nel 2001.

Nel panorama sopra descritto merita qualche notazione particolare la politica retributiva variabile concernente i dirigenti.

Nell'impostazione delle politiche annuali del 2000 e del 2001, l'Eni avvertiva l'esigenza di realizzare un significativo aumento di competitività delle retribuzioni a partire dai ruoli manageriali più elevati. Tale esigenza derivava dal carattere contenuto e sostanzialmente indifferenziato della politica retributiva attuata negli anni precedenti, caratterizzata da difficoltà

nell'attrarre talenti dal mercato e nel trattenere risorse critiche per l'assetto manageriale.

Con la politica retributiva dell'anno 2000, in linea con i risultati conseguiti e con le strategie di sviluppo delle attività del "core business" e di internazionalizzazione, l'Eni ha avviato un significativo intervento di adeguamento dei livelli retributivi dei dirigenti top, differenziato in rapporto al ruolo svolto e alla performance individuale.

Al fine di assicurare un adeguato sostegno ai piani di ricambio delle risorse manageriali, la politica retributiva del 2000 è stata inoltre focalizzata sui dirigenti in posizione chiave, focalizzazione estesa nel 2001 alle risorse di interesse strategico.

Gli effetti complessivi delle politiche sulla dinamica della retribuzione continuativa nel periodo 1° gennaio 1999- 1° gennaio 2002 risultano così sintetizzabili:

- per i dirigenti top la retribuzione annuale lorda media è passata da 268 mila a 346 mila euro, con un incremento del 30%;
- per gli altri dirigenti la retribuzione annua lorda media è passata da 90 mila a 99 mila euro, con un incremento del 10%.

Incentivazione annuale (Stock Grant) dei dirigenti con azioni Eni

Nel 1998 era stato introdotto nel Gruppo il Piano di performance e incentivazione 1998-2001, che prevedeva la determinazione di un incentivo globale da erogare ai dirigenti, parte in forma monetaria e parte in azioni Eni assegnate a titolo gratuito (stock grant), a condizione del raggiungimento degli obiettivi del Gruppo, di settore e individuali, stabiliti nell'anno precedente.

Le stock grant derivano da apposito aumento del capitale sociale mediante imputazione alla "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art.2349 del codice civile". Le azioni, sottoscritte al momento dell'assegnazione, erano gravate da vincolo triennale prima della piena disponibilità da parte

dei beneficiari. Il nuovo regime fiscale in vigore dal 1° gennaio 2000 (d.lgs. n. 505 del dicembre 1999) ha reso il valore nominale delle azioni gratuite assegnate a dirigenti imponibile ai fini fiscali e contributivi al momento dell'emissione dell'azioni e ha posto, pertanto, il problema di come preservare il carattere di retribuzione differita delle stock grant gravate da vincolo di trasferibilità triennale. Il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 12 aprile 2000 ha approvato un nuovo piano di incentivazione limitatamente al biennio 2000-2001, basato sull'impegno dell'Eni a offrire in sottoscrizione azioni a titolo gratuito al compimento del terzo anno dalla data dell'impegno, differendo in tal modo il momento dell'imposizione fiscale al momento in cui il dirigente ottiene l'effettiva disponibilità delle azioni. L'Assemblea Straordinaria del 6 giugno 2000 ha conferito al Consiglio la facoltà di aumentare gratuitamente il capitale sociale per l'ammontare di 2 milioni di azioni ordinarie del valore nominale di un euro.

Precedentemente nel triennio 1999-2001 sono stati complessivamente erogati incentivi monetari per 37 milioni di euro e l'incidenza dell'importo annuale sul corrispondente monte retributivo è salita dal 6% del 1999 al 9% del 2001. Nello stesso periodo sono state attribuite 4.263.400 azioni, con un valore all'assegnazione di circa 50 milioni di euro.

Il valore globale dell'incentivazione realizzata nel periodo è stato pertanto di circa 87 milioni di euro.

Gli effetti complessivi del potenziamento delle curve di incentivazione e delle performance conseguite sulla dinamica delle retribuzioni variabile nel periodo 1999-2001 risultano così sintetizzabili:

- per i dirigenti top (escluso l'Amministratore Delegato), l'incentivo monetario medio è passato da 32 mila a 79 mila euro (incremento del 147%) e il valore dell'incentivo in stock grant medio è passato da 50 mila a 154 mila euro (incremento del 208%);
- per gli altri dirigenti, l'incentivo monetario è passato da 5 mila a 8 mila euro (incremento del 150%).

Nel periodo in esame l'incidenza media della componente variabile, in forma monetaria e in stock grant, sulla retribuzione totale è passata per i

suddetti dirigenti top dal 24% al 44%; per gli altri dirigenti, dal 12% al 19%.

Con il compimento del Piano 2000-2001 si è posta l'esigenza di potenziare il nuovo sistema di incentivazione annuale, rivedendo al contempo il modello di valutazione delle performance manageriali. Il Consiglio di amministrazione il 7 giugno 2001 ha aumentato il capitale sociale con l'emissione di 189.050 azioni mediante l'utilizzo della "Riserva emissione azioni" costituita dall'assemblea del 1° giugno del 2001.Tale riserva è costituita in sede di attribuzione dell'utile e della riserva disponibile.

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti nel 2000 sono stati assunti impegni di offerta per n.1.428.550 azioni e nel 2001 per n. 1.851.750 azioni, compresi gli impegni assunti nei confronti dell'Amministratore delegato e del Direttore generale.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 è la seguente:

(valori in euro)

	2000		**2001**	
	numero di azioni	Prezzo di mercato	numero di azioni	Prezzo di mercato
Diritti esistenti al 1° gennaio			**1.399.200**	**13,870**
Nuovi diritti assegnati	1.428.550	11,600	1.851.750	15,100
Diritti esercitati nel periodo	-29.350	13,158	-554.500	13,531
Diritti scaduti nel periodo			-5.150	14,259
Diritti esistenti al 31 dicembre	**1.399.200**	**13,870**	**2.691.300**	**14,063**
Di cui esigibili al 31 dicembre			**6.650**	**14,063**

Per quanto concerne la valutazione della performance, le innovazioni di rilievo consistono in una più marcata focalizzazione sulla priorità nella

definizione degli obiettivi e nell'introduzione di un indicatore compositivo per valutare le capacità manageriali espresse.

Nel nuovo sistema di incentivazione è stata mantenuta la logica di provvedimenti retributivi variabili definiti a partire dai risultati realizzati nell'anno precedente, ma sono stati introdotti due schemi di incentivazione separati:

a) incentivo monetario, collegato ai risultati dell'area di business e individuali, e attribuito a condizione del raggiungimento degli obiettivi aziendali;
b) incentivo in stock grant, collegato ai risultati di Gruppo e attribuito a condizione del raggiungimento degli obiettivi individuali.

- Incentivazione a lungo termine (stock option)

Nel 2000 l'Eni ha introdotto un sistema di incentivazione sulla base dell'assegnazione delle stock option, al fine di integrare la retribuzione dei dirigenti del Gruppo con una componente di lungo termine e di consolidare il loro legame con la società attraverso una maggior partecipazione alla crescita del valore per l'azionista.

Il piano di stock option 2000-2001 è stato approvato dal Consiglio di amministrazione del 21 giugno 2000. Successivamente, in esecuzione della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 2 agosto 2000, il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 26 settembre 2000 ha aumentato il capitale sociale a pagamento fino a un ammontare massimo di 15 milioni di euro, da eseguirsi mediante emissione di 15 milioni di azioni da offrire in opzione in attuazione del Piano al prezzo di 12,992 euro (pari alla media aritmetica dei prezzi di borsa nel mese precedente la data di aumento del capitale sociale).

Complessivamente sono stati assegnati 14.369.500 diritti di opzione a 180 dirigenti dell'Eni e delle società controllate. L'esercizio dei diritti di opzione era condizionato al raggiungimento di target di quotazione prefissati

che non sono stati raggiunti; conseguentemente i diritti di opzione sono decaduti.

Notazioni

La struttura retributiva manageriale è oggi articolata nelle tre componenti fondamentali della compensazione: 1) la retribuzione continuativa, stabilita in base al ruolo e ai valori del mercato; 2) l'incentivo annuale, in forma monetaria e in stock grant, variabile in base ai risultati aziendali e individuali conseguiti nell'esercizio; 3) l'incentivo di lungo termine, mediante le stock option, connesso alla crescita nel tempo del valore dell'impresa.

E' da ritenere che la struttura impiantata e i livelli retributivi raggiunti possono costituire un valido presupposto gestionale in termini di competitività che deve essere volto alla creazione di valore per l'azionista, al raggiungimento dei risultati prefissati e al conseguente riconoscimento dei meriti, sia singoli che collettivi. Per risultati si intendono non solo quelli di carattere economico, ma anche quelli legati al raggiungimento degli obiettivi gestionali, operativi, strategici e di sviluppo.

L'ente, richiamandosi genericamente ad una prassi contabile sviluppatasi sia in Italia che all'estero, non prevede l'imputazione al conto economico dei piani di stock grant e di stock option. Pur se la Consob, con la comunicazione 2053725 del 30 luglio 2002, non ha ravvisato elementi ostativi all'applicazione di tale prassi contabile, è auspicabile che l'Eni, che da tempo sta affrontando il tema, risolva presto il punto sulla base dei principi di trasparenza della gestione e di adeguata rappresentatività dei bilanci, con l'adozione di un meccanismo di rappresentazione contabile che renda palesi nel conto economico i complessivi costi o gli oneri della retribuzione accessoria.

In questo contesto occorre parimenti che le politiche di compensazione siano impostate per consentire di riconoscere oggettivamente il merito degli operatori aziendali, sia singolarmente che collettivamente, in modo da valutare le unità più efficienti.

Tab. 4 - Retribuzione media personale non dirigente

(migliaia di euro)

	31.12.00	31.12.01	Δ
Quadri	39.194	40.199	+2,6%
Impiegati	25.018	25.437	+1,7%
Operai	20.601	20.823	+1,1%
Retribuzione media generale	26.001	26.664	+2,6%

L'andamento retributivo è ascrivibile principalmente all'aumento dei minimi contrattuali per i principali settori del Gruppo (Energia e Chimico). La contenuta dinamica per gli operai è imputabile anche agli esodi anticipati in corso dall'anno 2001 di personale più anziano con livelli retributivi più elevati.

La crescita della retribuzione media generale risente della mutata composizione contrattuale della forza lavoro tra i due anni di confronto.

Evoluzione degli organici e del trattamento economico del personale dell'Eni S.p.A.

(Corporate e Divisione Agip)

Il personale in servizio all'Eni S.p.A. è diminuito dai 4.791 dipendenti al 31.12.2000 ai 4.193 dipendenti al 31.12.2001, secondo la seguente tabella:

Tab. 5 - Personale in servizio Eni s.p.a.

	31.12.2000	31.12.2001	Δ
Dirigenti	232	178	-54
Quadri	1.245	1.204	-41
Impiegati	2.513	2.246	-267
Operai	782	547	-235
Operanti in Italia	**4.772**	**4.175**	**-597**
Assunti all'estero	**19**	**18**	**---**
TOTALE COMPLESSIVO	**4.791**	**4.193**	**-598**

Tab 6 - Costo del lavoro del personale a ruolo Eni s.p.a.

(milioni di euro)

	2000	**2001**
Salari e stipendi	218	214
Oneri sociali	74	71
Trattamento fine rapporto	15	17
Altri costi	1	1
TOTALE	**308**	**303**

Tab. 7 - Retribuzione media dirigenti Eni s.p.a

(migliaia di euro)

	31.12.2000	**31.12.2001**	Δ
Dirigenti	117.293	129.621	10,5%

Tab.8 - Retribuzione media personale non dirigente a ruolo Eni s.p.a. in servizio in Italia

(valori in euro)

Retribuzione media per qualifica	**anno 2000**	**anno 2001**	Δ
Quadri	44.979,13	46.359,62	3,07%
Impiegati	27.777,07	27.888,98	0,40%
Operai	23.692,55	23.798,06	0,45%
Retribuzione media generale	**31.765,36**	**32.778,92**	**3,19%**

compreso il premio di partecipazione, sono esclusi compensi per turni, trasferte, lavoro straordinario, indennità varie.

Tab.9 - Incidenza del costo lavoro sulle spese correnti (o costi di gestione)

(milioni di euro)

	GRUPPO			***ENI***		
	2000	**2001**	Δ	**2000**	**2001**	Δ
Lavoro e oneri relativi	2.786	2.851		230	228	
Costi di gestione	38.071	39.450		1.641	1.691	
Inc. % costo lavoro	7,3%	7,2%	-0,1%	14,0%	13,5%	- 0,5

Prestazioni professionali e consulenze

L'acquisizione di prestazioni professionali nell'Eni s.p.a. va svolta nel rispetto delle specifiche linee guida emesse sull'argomento.

Al riguardo, si rammenta che la Corte ha più volte affermato l'esigenza di limitare il ricorso a terzi per l'acquisizione di prestazioni professionali solo ai casi che rivestono carattere di indispensabilità e dopo aver verificato che all'interno del Gruppo non siano disponibili risorse idonee, in termini quantitativi e/o qualitativi, per svolgere le attività richieste.

I costi per prestazioni professionali sostenuti dall'Eni negli esercizi 2000 e 2001 ammontano rispettivamente a 99 e 118 milioni di euro, così formati:

	Esercizio 2000	**Esercizio 2001**
Prestazioni professionali per gestione/sviluppo sistemi informativi	23	30
Consulenze tecniche	21	21
Altre prestazioni professionali	55	67
Totale	**99**	**118**

Le "Consulenze tecniche" riguardano l'attività svolta dalla Divisione Esplorazione e Produzione. Le "Altre prestazioni professionali" riguardano in particolare la definizione o la modifica di strategie aziendali e l'attività connessa alle acquisizioni e cessioni; l'incremento rispetto al 2000 è connesso ai programmi di acquisizione di asset petroliferi.

5. IL BILANCIO DELLA SOCIETA' PER L'ESERCIZIO 2000

Il bilancio dell'esercizio 2000 si è chiuso con l'utile netto di 3.426 milioni di euro contro l'utile di 2.224 milioni di euro conseguito nell'esercizio precedente. L'aumento di 1.202 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'aumento dell'utile operativo di 1.052 milioni di euro e all'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 1.485 milioni di euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento delle imposte sul reddito di 472 milioni di euro, dalla diminuzione dei proventi straordinari, per la circostanza che nel 1999 venne iscritto un provento straordinario per imposte anticipate nette relative a esercizi precedenti di 414 milioni di euro, e dall'aumento delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 379 milioni di euro.

(milioni di €)

	1999	2000	Variazione
Utile operativo	1.144	2.196	1.052
Proventi finanziari netti	178	144	(34)
Proventi netti su partecipazioni	874	2.359	1.485
Proventi (Oneri) straordinari netti	402	(48)	(450)
Imposte nette	(137)	(609)	(472)
Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie	(237)	(616)	(379)
	2.224	**3.426**	**1.202**

L'aumento dell'utile operativo è dovuto in particolare:

- all'aumento dei ricavi di vendita di gas naturale (757 milioni di euro) dovuto all'incremento dei prezzi di vendita (circa il 73%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle quantità vendute (2,31 miliardi di metri cubi);
- all'aumento dei ricavi di vendita di greggi e condensati (228 milioni di euro) dovuto all'incremento dei prezzi di vendita (circa il 73%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle quantità vendute (4,8 milioni di barili).

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 1.485 milioni di euro è dovuto essenzialmente ai maggiori dividendi da società controllate (874 milioni di euro) e alle minori perdite su partecipazioni (614 milioni di euro).

Il risultato dell'esercizio 2000, previo accantonamento alla riserva legale, è stato distribuito agli azionisti con delibera assembleare del 1° giugno 2001 nella misura di 1.664 milioni di euro, corrispondenti al dividendo unitario di 410 lire (pari a 0,212 euro) lire per azione, e, per la parte residua, attribuito a riserve.

STRUTTURA PATRIMONIALE DELLA SOCIETA'

Nel prospetto che segue sono poste a raffronto la struttura patrimoniale dell'Eni s.p.a. e del Consolidato Eni al 31 dicembre 1999 e 2000.

(milioni di €)

Eni S.p.A.	**31.12.1999**	**31.12.2000**	**Variazione**
Capitale immobilizzato	11.671	12.249	578
Capitale di esercizio netto (1)	1.225	872	(353)
Fondo smantellamento e ripristino siti	(797)	(851)	(54)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(51)	(56)	(5)
Capitale investito netto	**12.048**	**12.214**	**166**
Patrimonio netto (2)	11.926	14.211	2.285
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.118	654	(464)
Indebitamento finanziario netto	(996)	(2.651)	(1.655)
Coperture	**12.048**	**12.214**	**166**

Consolidato Eni	31.12.1999	31.12.2000	Variazione
Capitale immobilizzato	27.648	34.245	6.597
Capitale di esercizio netto	(1.221)	(1.973)	(752)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(411)	(457)	(46)
Capitale investito netto	**26.016**	**31.815**	**5.799**
Patrimonio netto (2)	18.398	22.401	4.003
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.351	1.672	321
Indebitamento finanziario netto	6.267	7.742	1.475
Coperture	**26.016**	**31.815**	**5.799**

(1) Di cui, per crediti di imposta 543 milioni di euro al 31 dicembre 1999 e 549 milioni di euro al 31 dicembre 2000.

(2) Nello stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto di n. 88.763.000 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2000 è imputato in deduzione del patrimonio netto.

La posizione finanziaria attiva netta di 2.651 milioni di euro registra un incremento rispetto al 31 dicembre 1999 di 1.655 milioni di euro. Il flusso di cassa generato dall'utile operativo (2.793 milioni di euro) e dagli incassi di dividendi (2.658 milioni di euro) ha consentito di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni (1.450 milioni di euro), di corrispondere il dividendo 1999 (1.446 milioni di euro), di acquistare azioni proprie (574 milioni di euro) e di migliorare la posizione finanziaria.

Una più dettagliata esposizione dei crediti e debiti finanziari, titoli e disponibilità al 31 dicembre 1999 e 2000 risulta dalla seguente tabella.

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000	Variazione
Debiti finanziari				
a lungo termine		1.056	1.544	488
a breve termine		111	99	(12)
	a)	**1.167**	**1.643**	**476**
Crediti finanziari, titoli e disponiblità				
Crediti finanziari:				
a lungo termine		308	791	483
a breve termine		536	16	(520)
	b)	**844**	**807**	**(37)**
titoli		736	736	
disponibilità		583	2.751	2.168
	c)	**1.319**	**3.487**	**2.168**
	(a-b-c)	**(996)**	**(2.651)**	**(1.655)**

I debiti finanziari a lungo termine di 1.544 milioni di euro aumentano di 488 milioni di euro essenzialmente per l'emissione di Medium Term Notes di durata decennale al tasso fisso del 6,125% finalizzata a consolidare i debiti di società del Gruppo. La provvista è stata utilizzata per un finanziamento all'Enifin s.p.., di pari ammontare e durata, al tasso fisso del 6,23%.

Le disponibilità liquide di 2.751 milioni di euro sono impiegate essenzialmente presso Enifin SpA. L'aumento di 2.168 milioni di euro è

dovuto all'esigenza di disporre dei mezzi finanziari necessari all'aumento del capitale dell'Agip Investments Plc finalizzato al rimborso dei debiti assunti per l'acquisto della Lasmo Plc.

Lavoro e oneri relativi

Il costo del lavoro per il personale in servizio presso l'Eni s.p.a. (230 milioni di euro) registra un aumento di un milione di euro per la normale dinamica retributiva, parzialmente assorbita dalla riduzione del personale.

Il personale in servizio al 31 dicembre 2000 è di 4.791 unità, con un decremento di 381 unità rispetto al 31 dicembre 1999. L'analisi per categoria è la seguente:

	31 dicembre 1999	**31 dicembre 2000**
Dirigenti	264	236
Quadri	1.246	1.249
Impiegati	2.785	2.522
Operai	877	784
	5.172	**4.791**

Proventi netti su partecipazioni

Le partecipazioni sono iscritte al costo, incrementato delle rivalutazioni per conguaglio monetario, per l'applicazione di leggi specifiche (legge n. 292/1993 sulla determinazione in via definitiva del patrimonio netto degli enti trasformati in società per azioni), nonché, limitatamente all'esercizio 1997, per l'allocazione di parte del disavanzo di fusione.

Il costo è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata, desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto, nonché dai relativi piani pluriennali ove disponibili. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio. Il costo è determinato secondo il metodo L.I.F.O. a scatti annuali.

Gli utili realizzati dalle società partecipate sono recepiti nel bilancio dell'esercizio successivo, se e nella misura in cui si tramutano in dividendi.

La valutazione delle partecipazioni secondo il criterio del "costo rettificato" determina, per le società con andamento economico positivo, il formarsi di riserve implicite di ammontare pari alla differenza tra il valore di libro e il patrimonio netto consolidato della partecipata; mentre, per le società con andamento economico non positivo, il valore di carico viene adeguato al valore del patrimonio netto sottostante.

Ne è conseguito che al 31 dicembre 2000 il patrimonio netto delle società controllate e collegate è risultato superiore ai valori di carico di 8.181 milioni di euro, somma che rappresenta la riserva implicita formatasi nel tempo, quale incremento del patrimonio netto consolidato della partecipata non riflesso nel bilancio di esercizio della partecipante.

Tenuto conto del criterio di valutazione applicato, gli investimenti azionari si riflettono nel conto economico dell'Eni SpA in termini di proventi (dividendi e plusvalenze da cessioni) e oneri (svalutazioni, coperture di perdite in corso d'esercizio e minusvalenze da cessioni), il cui saldo è stato positivo per 2.359 milioni di euro.

Per completezza si riporta il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 1999 e 2000.

(milioni di €)

	Risultato netto		
	1999	**2000**	**Variazione**
Snam SpA	1.339	431	(908)
AgipPetroli SpA	202	148	(54)
EniChem SpA	(553)	(49)	504
Saipem SpA	20	44	24
Snamprogetti SpA	53	18	(35)
Enifin SpA	..	..	..
Sofid SpA	28	20	(8)
EniPower SpA (1)		(13)	(13)
Eni International Holding BV (2)	902	215	(687)
Agip Exploration BV (2)	(328)	(282)	46
Agip International BV (2)	1.049	1.869	820

(1) La società è stata costituita alla fine del 1999
(2) Milioni di dollari USA

Costi per la ricerca scientifica

Nell'esercizio 2000 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 60 milioni di euro (50 milioni di euro nel 1999), di cui 39 riferiti alla Divisione Agip e 21 riferiti alla Corporate.

L'attività della Divisione si è indirizzata in particolare verso i seguenti obiettivi strategici: aumentare l'efficacia dell'attività esplorativa; incrementare e accelerare il fattore di recupero dai giacimenti; ridurre i costi di perforazione, con particolare riferimento alle acque profonde. Per raggiungere questi obiettivi i temi della ricerca hanno riguardato l'acquisizione di dati e l'elaborazione di informazioni in tempo reale durante la perforazione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati, lo sviluppo di nuove attrezzature di produzione e perforazione per le acque profonde, la messa a punto di tecniche innovative per il monitoraggio ambientale.

Imposte nette sul reddito

Le imposte sul reddito pari a 1.397 milioni di euro riguardano l'Irpeg per 1.300 milioni di euro (parzialmente compensata dall'utilizzo di crediti d'imposto su dividendi per 788 milioni di euro), l'Irap per 77 milioni di euro e le imposte differite nette per 20 milioni di euro.

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 616 milioni di euro al netto dei "rigiri"[1] è la seguente:

[1] I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

(milioni di €)

	1999	2000	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(271)	(621)	(350)
Ammortamenti anticipati			
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti	31		(31)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	3	5	2
	(237)	**(616)**	**(379)**

L'aumento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (350 milioni di euro) è dovuto al maggior valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali iscritto in bilancio a seguito della rivalutazione dei beni di cui alla legge 21 novembre 2000, n. 342. Tale aumento è stato parzialmente assorbito dalla riduzione derivante dal completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

Nell'esercizio non sono stati imputati a conto economico ammortamenti anticipati per 103 milioni di euro, perché a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, così come raccomandato dal principio contabile n. 25 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

6. IL BILANCIO DELLA SOCIETA' PER L'ESERCIZIO 2001

Il bilancio dell'esercizio 2001 si è chiuso con l'utile netto di 2.250 milioni di euro contro l'utile di 3.426 milioni di euro conseguito nell'esercizio precedente. Il decremento di 1.176 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 1.954 milioni di euro, a seguito delle maggiori perdite su partecipazioni e dei minori dividendi incassati. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle imposte sul reddito di 371 milioni di euro, dalla riduzione delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 347 milioni di euro e dall'aumento dei proventi straordinari netti di 127 milioni di euro.

(milioni di €)

	2000	2001	Variazione
Utile operativo	2.196	2.225	29
Proventi finanziari netti	144	48	(96)
Proventi netti su partecipazioni	2.359	405	(1.954)
Proventi (Oneri) straordinari netti	(48)	79	127
Imposte nette	(609)	(238)	371
Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie	(616)	(269)	347
	3.426	**2.250**	**(1.176)**

L'aumento dell'utile operativo è dovuto in particolare all'aumento dei ricavi di vendita di gas naturale (280 milioni di euro) per l'incremento dei prezzi di vendita di circa il 5% e dei volumi venduti (1,14 miliardi di metri cubi), parzialmente compensato: (i) dalla diminuzione dei ricavi di vendita di greggi e condensati (187 milioni di euro) per la flessione dei prezzi di circa il 17% e dei volumi venduti (2,9 milioni di barili) e (ii) dalla diminuzione dei ricavi per servizi di stoccaggio e modulazione di 48 milioni di euro dovuta al conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas", solo in parte compensata dagli effetti della definizione da parte dell'Eni SpA, in attuazione del D.Lgs 164/2000, n. 164, delle tariffe provvisorie, valide per il periodo 1° novembre 2000 – 31 dicembre 2000 e applicabili fino al 31 marzo 2002.

La riduzione dei proventi finanziari netti di 96 milioni di euro è connessa all'aumento dell'indebitamento finanziario netto.

La riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 1.954 milioni di euro è dovuta essenzialmente alle maggiori perdite su partecipazioni (1.529 milioni di euro, di cui 1.151 riferiti all'EniChem SpA) e ai minori dividendi incassati (486 milioni di euro).

L'aumento dei proventi straordinari netti di 127 milioni di euro è dovuto alle plusvalenze realizzate sulla cessione di immobili a uso uffici in San Donato Milanese (87 milioni di euro) e ai minori oneri di incentivazione all'esodo del personale dipendente.

Il risultato dell'esercizio 2001 e parte della riserva disponibile, previo accantonamento a riserva, sono stati destinati agli azionisti con delibera assembleare del 30 maggio 2002, corrispondendo un dividendo unitario di 0,75 euro per azione.

STRUTTURA PATRIMONIALE DELLA SOCIETA'

Nel prospetto che segue sono poste a raffronto la struttura patrimoniale dell'Eni SpA e del Consolidato Eni al 31 dicembre 2000 e 2001.

(milioni di €)

Eni S.p.A.	**31.12.2000**	**31.12.2001**	**Variazione**
Capitale immobilizzato	12.249	15.546	3.297
Capitale di esercizio netto (1)	872	1.336	464
Fondo smantellamento e ripristino siti	(851)	(796)	55
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(56)	(60)	(4)
Capitale investito netto	**12.214**	**16.026**	**3.812**
Patrimonio netto (2)	14.211	13.307	(904)
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	654	836	182
Indebitamento finanziario netto	(2.651)	1.883	4.534
Coperture	**12.214**	**16.026**	**3.812**

Consolidato Eni	31.12.2000	31.12.2001	Variazione
Capitale immobilizzato	34.245	40.452	6.207
Capitale di esercizio netto	(1.973)	(910)	1.063
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(457)	(465)	(8)
Capitale investito netto	**31.815**	**39.077**	**7.262**
Patrimonio netto (2)	22.401	27.483	5.082
Interessi di terzi azionisti	1.672	1.706	34
Indebitamento finanziario netto	7.742	9.888	2.146
Coperture	**31.815**	**39.077**	**7.262**

(1) Di cui, per crediti di imposta 549 milioni di euro al 31 dicembre 2000 e 1.105 milioni di euro al 31 dicembre 2001.

(2) Nello stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto di n. 154.380.826 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2001 (n. 44.381.500 al 31 dicembre 2000) è imputato in deduzione del patrimonio netto.

L'indebitamento finanziario di 1.883 milioni di euro registra un incremento rispetto al 31 dicembre 2000 di 4.534 milioni di euro per effetto essenzialmente (i) degli investimenti in partecipazioni (4.700 milioni di euro, di cui 3.883 all'Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc); (ii) del pagamento del dividendo 2000 (1.664 milioni di euro); (iii) degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (640 milioni di euro); (iv) dell'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro), solo in

parte compensato dal flusso di cassa generato dall'utile operativo (2.543 milioni di euro) e dagli incassi di dividendi (2.173 milioni di euro).

Una più dettagliata esposizione dei crediti e debiti finanziari, titoli e disponibilità al 31 dicembre 2000 e 2001 risulta dalla seguente tabella.

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001	Variazione
Debiti finanziari				
a lungo termine		1.544	1.323	(221)
a breve termine		99	1.135	1.036
	a)	**1.643**	**2.458**	**815**
Crediti finanziari, titoli e disponiblità				
Crediti finanziari:				
a lungo termine		791	49	(742)
a breve termine		16	20	4
	b)	**807**	**69**	**(738)**
titoli		736	366	(370)
disponibilità		2.751	140	(2.611)
	c)	**3.487**	**506**	**(2.981)**
	(a-b-c)	**(2.651)**	**1.883**	**4.534**

Lavoro e oneri relativi

Il costo lavoro per il personale in servizio presso l'Eni SpA (228 milioni di euro) registra un aumento di 2 milioni di euro per la normale dinamica retributiva parzialmente assorbita dalla riduzione del personale.

Il personale in servizio al 31 dicembre 2001 è di 4.193 unità, con un decremento di 598 unità rispetto al 31 dicembre 2000. L'analisi per categoria è la seguente:

	31 dicembre 2000	31 dicembre 2001
Dirigenti	236	183
Quadri	1.249	1.207
Impiegati	2.522	2.254
Operai	784	549
	4.791	**4.193**

Proventi netti su partecipazioni

Considerato che i criteri di valutazione dei proventi netti su partecipazioni sono gli stessi esposti per l'esercizio 2000, ne consegue che al 31 dicembre 2001 il patrimonio netto delle società controllate e collegate è risultato superiore ai valori di carico di 15.432 milioni di euro, somma che rappresenta la riserva implicita formatasi nel tempo quale incremento del patrimonio netto consolidato della partecipata, non riflesso nel bilancio di esercizio della partecipante.

Tenuto conto del criterio di valutazione applicato, gli investimenti azionari si riflettono nel conto economico dell'Eni SpA in termini di proventi (dividendi e plusvalenze da cessioni) e oneri (svalutazioni, coperture di perdite in corso d'esercizio e minusvalenze da cessioni) il cui saldo è stato positivo per 405 milioni di euro.

Per completezza si riporta il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 2000 e 2001.

(milioni di €)

	2000	2001	Variazione
Snam SpA	431	1.938	1.507
AgipPetroli SpA (1)	148	520	372
EniChem SpA	(49)	(1.486)	(1.437)
Saipem SpA	44	59	15
Snamprogetti SpA	18	19	1
Enifin SpA	..	..	..
Sofid SpA	20	24	4
EniPower SpA (1)	(13)	35	48
Eni International Holding BV (2)	215	194	(21)
Agip Exploration BV (2)	(282)	(372)	(90)
Agip International BV (2)	1.869	1.510	(359)

(1) I valori dell'esercizio 2000 differiscono da quelli pubblicati nella precedente relazione perché riflettono i dati definitivi risultanti dal bilancio approvato dall'Assemblea in data 26 giugno 2001 e perché, al fine di assicurare la comparabilità, considerano gli effetti della fusione dell'AgipGas SpA avvenuta nel 2001.

(2) Milioni di dollari USA

Costi per la ricerca scientifica

Nell'esercizio 2001 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 55 milioni di euro (60 milioni di euro nel 2000), di cui 37 riferiti alla Divisione Agip e 18 riferiti alla Corporate.

L'attività della Divisione si è indirizzata in particolare verso i seguenti obiettivi strategici: aumentare l'efficacia dell'attività esplorativa; incrementare e accelerare il fattore di recupero dai giacimenti; ridurre i costi di perforazione, con particolare riferimento alle acque profonde. Per raggiungere questi obiettivi i temi della ricerca hanno riguardato tecniche avanzate di analisi sismiche, l'acquisizione di dati e l'elaborazione di informazioni in tempo reale durante la perforazione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati, lo sviluppo di nuove attrezzature di produzione e perforazione per le acque profonde, la messa a punto di tecniche innovative per il monitoraggio ambientale.

Imposte nette sul reddito

Le imposte sul reddito pari a 451 milioni di euro riguardano essenzialmente l'IRPEG per 213 milioni di euro (interamente compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi), l'IRAP per 94 milioni di euro e le imposte differite nette per 142 milioni di euro. La flessione delle imposte sul reddito (al netto dei crediti di imposta su dividendi) ammonta a 371 milioni di euro ed è dovuta essenzialmente alla riduzione dell'utile prima delle imposte, alla maggiore incidenza sul risultato 2001 dei dividendi da società controllate residenti in paesi UE (esenti per il 95% del loro ammontare), ai maggiori effetti dell'applicazione della DIT, nonché alla riduzione di un punto percentuale dell'aliquota IRPEG.

	2000	*2001*	*Variazione*
Imposte sul reddito	1.397	451	
Crediti di imposta su dividendi	(788)	(213)	
	609	**238**	**371**
Utile prima delle imposte	4.651	2.757	
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(616)	(269)	
	4.035	**2.488**	**1.547**

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 269 milioni di euro al netto dei "rigiri"[2] è la seguente:

(milioni di €)

	2000	2001	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(621)	(322)	299
Ammortamenti anticipati			
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti		36	36
Utilizzo fondo svalutazione crediti		14	14
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	5	3	(2)
	(616)	**(269)**	**347**

La flessione degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche è dovuta essenzialmente al completamento dell'ammortamento fiscale di parte delle immobilizzazioni materiali oggetto di rivalutazione nell'esercizio 2000.

I rigiri degli ammortamenti eccedenti stanziati negli esercizi precedenti sono dovuti al completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti riguarda l'adeguamento ai limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. 29 dicembre 1986, n. 917.

Nell'esercizio non sono stati imputati a conto economico ammortamenti anticipati per 132 milioni di euro, perché a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, così come raccomandato dal principio contabile n. 25 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

---

[2] I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

7. RISULTATI DI GRUPPO NEGLI ESERCIZI 2000 E 2001

Nel prospetto che segue sono riepilogati i principali dati economico-finanziari del Gruppo Eni raffrontati con quelli dell'esercizio precedente:

(milioni di €)

	1999	2000	Var. 2000/1999	2001	Var. 2001/2000
Ricavi	31.008	47.938	16.930	48.925	987
Utile operativo	5.480	10.772	5.292	10.396	(376)
Utile netto	2.857	5.771	2.914	7.751	1.980
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	19.749	24.073	4.324	29.189	5.116
Indebitamento finanziario netto	6.267	7.742	1.475	9.888	2.146
Capitale investito netto	26.016	31.815	5.799	39.077	7.262
Dividendo (euro per azione)	0,362	0,424	0,062	0,750	0,326

L'utile netto del 2000 ammonta a 5.771 milioni di euro, oltre il doppio dell'utile conseguito nel 1999. Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni del settore Gas Naturale[3] (312 milioni di euro) e quello delle componenti non ricorrenti[4], l'utile netto aumenta dell'80% a seguito essenzialmente della rilevante crescita dell'utile operativo, che riflette non solo l'aumento dei prezzi degli idrocarburi di produzione e dei margini di raffinazione, ma anche la crescita della produzione venduta di idrocarburi, l'incremento dei volumi di gas naturale venduti e trasportati per conto terzi,

[3] L'emanazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas Naturale, e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati sulla base della nuova vita economico-tecnica residua e non più su quella determinata in base alle aliquote stabilite nei decreti del Ministro delle finanze sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore (10 e 8%, rispettivamente per i gasdotti e per le reti di distribuzione). La modifica ha avuto un effetto di 663 milioni di euro sull'utile operativo e di 312 milioni di euro sul risultato netto.

[4] Oneri netti di 190 e 33 milioni di euro, rispettivamente nel 1999 e nel 2000.

le azioni di contenimento dei costi, nonché il miglioramento (366 milioni di euro) della gestione operativa della Petrolchimica.

L'utile netto del 2001 ammonta a 7.751 milioni di euro, con un incremento di 1.980 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 34,3%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento dei proventi straordinari netti di 2.349 milioni di euro connesso alle maggiori plusvalenze nette conseguite (3.387 milioni di euro), in particolare dal collocamento sul mercato del 40,24% delle azioni Snam Rete Gas SpA e dalla cessione di parte del patrimonio immobiliare di Gruppo e del business Poliuretani della Petrolchimica, parzialmente assorbite dall'aumento degli oneri straordinari di 1.038 milioni di euro dovuto ai maggiori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica; (ii) alle minori imposte sul reddito (805 milioni di euro) connesse essenzialmente agli effetti della rivalutazione volontaria dei beni (L. 342/2000) effettuata da alcune società del Gruppo nell'esercizio 2000. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione di 376 milioni di euro, pari al 3,5%, dell'utile operativo, in particolare per la flessione dei prezzi del petrolio; (ii) dalla variazione negativa di 323 milioni di euro del saldo oneri/proventi finanziari a seguito della crescita dell'indebitamento finanziario netto; (iii) dalla variazione negativa di 249 milioni di euro del saldo oneri/proventi su partecipazioni dovuto essenzialmente alle maggiori perdite rilevate dalle partecipate; (iv) dalla quota di utili di Snam Rete Gas attribuita ai terzi azionisti a seguito del collocamento (232 milioni di euro).

Pur in presenza di una flessione dei prezzi dei greggi di produzione del 16% e del peggioramento di 336 milioni di euro dell'utile operativo della Petrolchimica, l'utile netto prima delle componenti non ricorrenti (-1.994 milioni di euro) e dell'attribuzione ai terzi azionisti dell'utile di competenza di Snam Rete Gas (+232 milioni di euro) aumenta del 3,2% (5.989 milioni di euro contro i 5.804 milioni di euro del 2000).

I ricavi della gestione caratteristica nel 2000 (47.938 milioni di euro) sono aumentati di 16.930 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 54,6%, a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi e dei volumi venduti di idrocarburi e dei principali prodotti del downstream, i cui effetti sono stati

parzialmente assorbiti dalla riduzione delle attività nel settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi della gestione caratteristica nel 2001 (48.925 milioni di euro) sono aumentati di 987 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 2,1%, a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi del gas naturale, dell'incremento della produzione venduta di idrocarburi, dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e del maggior volume di attività del settore Ingegneria e Servizi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del prezzo del petrolio e dei prezzi di vendita dei principali prodotti del downstream, nonché dalla flessione dei volumi di vendita dei prodotti petrolchimici.

Nel 2000 i ricavi del settore Esplorazione e Produzione sono aumentati del 79,9%, a seguito: (i) dei maggiori prezzi in euro del petrolio equity (78,7%) e del gas naturale equity (58%), nonché del prezzo dei greggi commercializzati (71,6%) e della maggiore produzione venduta di idrocarburi (8,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore attività di commercializzazione di greggi d'acquisto (12,7 milioni di barili, pari al 49%).

Nel 2001 i ricavi del settore Esplorazione e Produzione sono aumentati del 13,4%, a seguito principalmente: (i) dell'aumento della produzione venduta di idrocarburi (72 milioni di boe, pari al 17%) connesso principalmente all'acquisizione della Lasmo; (ii) dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (iii) dell'incremento dei prezzi del gas naturale (2%); (iv) dei maggiori volumi commercializzati di idrocarburi di acquisto (39 milioni di boe). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%).

Nel 2000 i ricavi del settore Gas Naturale sono aumentati del 40,8%, a seguito essenzialmente: (i) del maggior prezzo del gas naturale connesso all'andamento delle quotazioni dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi; (ii) dell'aumento dei volumi venduti dalla distribuzione primaria (1,7%) e di quelli trasportati per conto terzi (30,2%); (iii) dell'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo.

Nel 2001 i ricavi del settore Gas Naturale sono aumentati dell'11,2%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale.

Nel 2000 i ricavi del settore Generazione Elettrica sono ammontati a 492 milioni di euro e sono riferiti per 311 milioni di euro alla vendita di energia elettrica e per 152 milioni di euro alla vendita di vapore; circa il 37% dei ricavi riguarda vendite ad altre società del Gruppo.

Nel 2001 i ricavi del settore Generazione Elettrica sono aumentati del 22,6%, a seguito dell'avvio nel 2001 dell'attività di commercializzazione ai clienti idonei di energia elettrica di acquisto e dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica.

Nel 2000 i ricavi del settore Raffinazione e Marketing aumentano del 76,6%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (per il gasolio rete e la benzina super in Italia, rispettivamente, del 60,8 e del 56,2%), dei maggiori prezzi e, in misura minore, delle maggiori quantità commercializzate di greggi d'acquisto (31%), nonché dell'aumento delle vendite di prodotti petroliferi (1,64 milioni di tonnellate, pari al 3,2%).

Nel 2001 i ricavi del settore Raffinazione e Marketing sono diminuiti del 13,3%, a seguito della flessione dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi e della minore commercializzazione di greggi di acquisto.

Nel 2000 i ricavi del settore Petrolchimica sono aumentati del 46,9%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei ricavi medi unitari dei prodotti (46%), in particolare nella petrolchimica di base, nonché del prezzo delle materie prime petrolifere d'acquisto commercializzate.

Nel 2001 i ricavi del settore Petrolchimica sono diminuiti del 20,9%, a seguito della riduzione del 13,9% dei prezzi medi di vendita dei prodotti e della flessione del 6,8% dei volumi di vendita, anche per effetto della cessione del business Poliuretani.

Nel 2000 i ricavi del settore Ingegneria e Servizi sono diminuiti del 28,2%, a seguito della minore attività svolta, in particolare nell'area Chimica e fertilizzanti e nelle aree Costruzioni mare e Costruzioni terra.

Nel 2001 i ricavi del settore Ingegneria e Servizi sono aumentati del 45,1%, a seguito della maggiore attività svolta, in particolare nell'attività costruzioni e perforazioni.

Nel 2000 i costi operativi (34.228 milioni di euro) sono aumentati di 11.446 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 50,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei costi unitari di approvvigionamento del gas naturale e delle materie prime petrolifere e petrolchimiche dovuto all'andamento dello scenario energetico e all'apprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro; (ii) dell'incremento dei volumi di gas naturale acquistati da terzi, delle produzioni della Petrolchimica, delle lavorazioni in conto proprio delle raffinerie nonché degli acquisti di prodotti petroliferi per la commercializzazione sui mercati esteri e sul mercato italiano; (iii) dell'aumento dei volumi e dei prezzi dei greggi d'acquisto commercializzati; (iv) dell'accantonamento prudenziale effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire/metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima[5]; (v) dell'aumento delle royalties connesso alla crescita del valore della produzione di idrocarburi; (vi) della circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di petrolio e di prodotti petroliferi di 134 milioni di euro; (vii) dell'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria di gas naturale Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai minori costi operativi del settore Ingegneria e Servizi a seguito della flessione dell'attività svolta; (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate, parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale,

[5] Successivamente alla chiusura del bilancio 2000, con sentenza del 15 febbraio 2001 il TAR della Lombardia ha annullato la deliberazione 193/99 dell'Autorità accogliendo il ricorso presentato dalle aziende distributrici di gas (tra cui l'Eni). Con sentenza del 26 giugno il Consiglio di Stato ha invece accertato la legittimità della suddetta deliberazione e conseguentemente, in riforma della sentenza impugnata, ha respinto il ricorso proposto in primo grado dalle aziende distributrici del gas.

agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro, nonché allo sviluppo delle attività.

Nel 2001 i costi operativi (34.679 milioni di euro) sono aumentati di 451 milioni di euro rispetto al 2000, pari all'1,3%, a seguito principalmente: (i) dell'aumento dei costi di approvvigionamento del gas naturale; (ii) dell'entrata nell'area di consolidamento della Lasmo; (iii) della maggiore attività svolta nel settore Ingegneria e Servizi; (iv) della maggiore commercializzazione di idrocarburi di acquisto (13 milioni di boe); (v) dell'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla flessione delle quotazioni internazionali delle materie prime petrolifere e petrolchimiche; (ii) dalle minori produzioni nella Petrolchimica, anche per effetto della cessione del business Poliuretani; (iii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza che ha compensato pressoché interamente l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Nel 2000 gli ammortamenti e le svalutazioni sono stati di 3.843 milioni di euro. L'aumento degli ammortamenti sia di sviluppo (437 milioni di euro), per la crescita delle produzioni, sia di ricerca esplorativa (273 milioni di euro), nel settore Esplorazione e Produzione è stato parzialmente assorbito dall'effetto della modifica della vita utile dei beni del settore Gas Naturale.

Nel 2001 gli ammortamenti e le svalutazioni (4.771 milioni di euro) sono aumentati di 928 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 24,1%, in particolare nel settore Esplorazione e Produzione a seguito dell'entrata nell'area di consolidamento della Lasmo (810 milioni di euro).

Nel 2000 i proventi finanziari netti sono stati di 64 milioni di euro, con un aumento di 54 milioni di euro rispetto al 1999 dovuto ai maggiori proventi netti per differenze cambio, parzialmente assorbiti dagli effetti della crescita dei tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor 1,4 punti percentuali) e dalla circostanza che nel 1999 furono rilevati proventi non ricorrenti connessi alla riscossione di crediti di imposta (95 milioni di euro).

Nel 2001 gli oneri finanziari netti sono stati di 259 milioni di euro, a fronte di proventi finanziari netti di 64 milioni di euro nel 2000. La

variazione di 323 milioni di euro è dovuta ai maggiori oneri finanziari (131 milioni di euro) connessi all'aumento dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 3.400 milioni di euro, nonché alla circostanza che nel 2000 sono stati rilevati dall'Eni SpA proventi su cambi derivanti dall'incasso di dividendi in valuta estera (99 milioni di euro).

Nel 2000 i proventi netti su partecipazioni di 33 milioni di euro diminuiscono di 56 milioni di euro e rappresentano il saldo tra proventi per 211 milioni di euro e oneri per 178 milioni di euro. I proventi riguardano gli utili conseguiti da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare nel settore Petrolchimica, nel settore Raffinazione e Marketing, nel settore Gas Naturale, nell'attività assicurativa e nell'attività ingegneria. Gli oneri riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA, in particolare per l'ammortamento del goodwill, le perdite sofferte da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare Albacom SpA, e la svalutazione della partecipazione nell'EVC International NV. La riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 56 milioni di euro è dovuta in particolare all'ammortamento del goodwill sulla Galp, parzialmente assorbito dal miglioramento di 31 milioni di euro del risultato di competenza Eni della Polimeri Europa Srl

Nel 2001 gli oneri netti su partecipazioni di 216 milioni di euro, a fronte di proventi netti di 33 milioni di euro nel 2000, rappresentano il saldo tra oneri di 491 milioni di euro e proventi di 275 milioni di euro. Gli oneri riguardano essenzialmente la quota di competenza delle perdite sofferte dalle partecipate valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipate valutate al costo di 486 milioni di euro relative in particolare alle partecipazioni nella Polimeri Europa Srl (209 milioni di euro di cui 100 riferiti a oneri non ricorrenti), nella Galp Energia SGPS SA (144 milioni di euro, che comprendono l'ammortamento del goodwill di 107 milioni di euro e oneri non ricorrenti di 82 milioni di euro), nella Blu SpA (57 milioni di euro) e nell'Albacom SpA (42 milioni di euro). I proventi (275 milioni di euro) riguardano: (i) la quota di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (158 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da cessione (76 milioni di euro).

(milioni di euro)

	1999	2000	2001
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	77	86	3.473
Altri proventi straordinari	26	146	173
	103	**232**	**3.646**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi ed oneri	(330)	(182)	(885)
- svalutazioni e minusvalenze	(169)	(34)	(607)
- incentivazione esodi	(110)	(202)	(237)
	(609)	**(418)**	**(1.729)**
Altri oneri straordinari	(22)	(326)	(80)
	(631)	**(744)**	**(1.809)**
	(528)	**(512)**	**1.837**

Nel 2000 gli oneri straordinari netti ammontano a 512 milioni di euro, con una riduzione di 16 milioni di euro rispetto al 1999 e riguardano essenzialmente: (i) gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (182 milioni di euro) relativi a oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica e Raffinazione e Marketing; (ii) gli oneri per incentivazione esodi (202 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari (326 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'accantonamento prudenziale al fondo rischi di 112 milioni di euro della sanzione pecuniaria inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato all'AgipPetroli SpA per l'asserita violazione dell'art. 2 della legge 287/1990 in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere[6].

Le plusvalenze su cessioni (86 milioni di euro) riguardano essenzialmente le cessioni di partecipazioni in società africane del settore

[6] Successivamente alla chiusura del bilancio 2000, con sentenza dell'11 novembre 2001 il TAR del Lazio ha respinto il ricorso dell'AgipPetroli contro la delibera dell'Autorità; la sentenza è stata impugnata di fronte al Consiglio di Stato che, con sentenza del 28 giugno 2001, ha annullato la condanna inflitta (vedi bilancio 2001).

Raffinazione e Marketing (63 milioni di euro), le cessioni di immobili (14 milioni di euro) e la cessione di stazioni di servizio (8 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari (146 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) il provento su partecipazioni (35 milioni di euro) derivante dalla fatturazione da parte della partecipata Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (Tenp) agli utilizzatori del gasdotto di tariffe addizionali riferite a esercizi precedenti a seguito della definizione di un contenzioso fiscale; (ii) l'esito della definizione di contenziosi e transazioni (73 milioni di euro).

Nel 2001 i proventi straordinari netti ammontano a 1.873 milioni di euro con un miglioramento di 2.349 milioni di euro rispetto al 2000 quando furono rilevati oneri straordinari netti di 512 milioni di euro. Le plusvalenze da cessioni di 3.473 milioni di euro riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare le plusvalenze derivanti: (i) dal collocamento del 40,24% del capitale sociale della Snam Rete Gas (2.453 milioni di euro)[7]; (ii) dalla cessione della partecipazione nell'Immobiliare Metanopoli (348 milioni di euro) e di altri beni immobili (403 milioni di euro) nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare di Gruppo; (iii) dalla cessione del business Poliuretani da parte del settore Petrolchimica (211 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari di 173 milioni di euro riguardano in particolare l'annullamento da parte del Consiglio di Stato della sanzione pecuniaria inflitta nel 2000 all'AgipPetroli SpA dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prudenzialmente rilevata nel bilancio 2000 (112 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 885 milioni di euro riguardano le dismissioni e ristrutturazioni del settore Petrolchimica (616 milioni di euro) e gli oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica

[7] La plusvalenza deriva dalla differenza tra il prezzo di collocamento delle azioni di Snam Rete Gas SpA e la corrispondente quota di patrimonio netto consolidato che non comprende la rivalutazione volontaria dei beni effettuata dalla Snam SpA nell'esercizio 2000 (L. 342/2000) oggetto di eliminazione in applicazione del principio dell'uniformità dei criteri di valutazione (art. 34, D.Lgs. 127/91).

(91 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (77 milioni di euro) e Gas Naturale (44 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi di 237 milioni di euro riguardano in particolare i settori Esplorazione e Produzione (101 milioni di euro), Gas Naturale (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (42 milioni di euro) e Petrolchimica (39 milioni di euro).

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2000 ammonta a 31.815 milioni di euro, con un incremento di 5.799 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999 dovuto principalmente alle acquisizioni. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto è pari a 0,32, invariato rispetto al 31 dicembre 1999.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2001 ammonta a 39.077 milioni di euro, con un incremento di 7.262 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000 dovuto principalmente al completamento dell'acquisizione della Lasmo da parte del settore Esplorazione e Produzione. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto passa da 0,32 al 31 dicembre 2000 a 0,34 al 31 dicembre 2001.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2001 ammonta a 9.888 milioni di euro con un aumento di 2.146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000 (7.742 milioni di euro a sua volta con un aumento di 1.475 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999), a seguito delle seguenti variazioni:

(milioni di euro)

	2000	2001
Indebitamento finanziario netto iniziale	**(6.267)**	**(7.742)**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.583	8.146
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(5.431)	(6.577)
Investimenti in partecipazioni	(3.483)	(3.082)
Dismissioni	277	2.114
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(69)	(88)
Indebitamento finanziario netto società disinvestite e acquisite	(881)	(1.397)
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(353)	(312)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.118)	(950)
Variazione indebitamento finanziario	**(1.475)**	**(2.146)**
Indebitamento finanziario netto finale	**(7.742)**	**(9.888)**

Nel 2000 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (5.431 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 39 milioni di euro) hanno riguardato per l'80% i settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale e per il 59% le attività all'estero.

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (6.577 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 102 milioni di euro) hanno interessato per l'81% i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale e Generazione Elettrica, e per il 63% le attività all'estero.

Nel 2000 gli investimenti in partecipazioni, compreso l'indebitamento finanziario netto assunto, ammontano a 4.384 milioni di euro e sono relativi in particolare all'acquisto del 28% delle azioni della Lasmo Plc in relazione all'OPA totalitaria lanciata dall'Eni il 21 dicembre 2000 (1.225 milioni di euro), della British-Borneo (1.263 milioni di euro, di cui 847 di indebitamento finanziario netto), del 33,34% della Galp (964 milioni di euro). La Lasmo e la British Borneo sono due società inglesi che operano nella ricerca e produzione di idrocarburi. La British Borneo, con riserve certe di 172 milioni di boe, è entrata nell'area di consolidamento dell'Eni con effetto dall'1.1.2000; la Lasmo, con riserve certe di 739 milioni di boe, è entrata nell'area di consolidamento

dell'Eni con effetto dall'1.1.2001, a seguito del completamento dell'acquisizione nel febbraio dello stesso anno.

Nel 2001 gli investimenti in partecipazioni (4.664 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: il completamento dell'acquisizione della Lasmo per 4.128 milioni di euro (di cui circa 970 relativi all'indebitamento finanziario netto assunto).

Analisi dell'utile operativo per settori

(milioni di €)

	1999	2000	Var. 2000/1999	2001	Var. 2001/2000
Esplorazione e Produzione	2.834	6.603	3.769	5.984	(619)
Gas Naturale	2.580	3.150	570	3.606	456
Generazione Elettrica		28	28	66	38
Raffinazione e Marketing	478	986	508	985	(1)
Petrolchimica	(362)	4	366	(332)	(336)
Ingegneria e Servizi	149	144	(5)	255	111
Altre attività	(199)	(143)	56	(168)	(25)
	5.480	**10.772**	**5.292**	**10.396**	**(376)**

Esplorazione e Produzione

L'Eni opera nel settore attraverso la Divisione Agip, incaricata, insieme alle società controllate, di svolgere tutte le attività di ricerca e produzione idrocarburi.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 6.603 milioni di euro con un aumento di 3.769 milioni di euro, pari al 133%, rispetto al 1999 dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori prezzi in euro del petrolio equity (78,7%) e del gas naturale equity (58%) a seguito dell'andamento favorevole dello scenario energetico e dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alla maggiore produzione venduta di idrocarburi all'estero (55 milioni di boe, pari al 21,5%); (iii) alla riduzione dei costi (circa 60 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro, nonché all'incremento di attività. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento degli ammortamenti sia di sviluppo

(437 milioni di euro), per la crescita delle produzioni, sia di ricerca esplorativa (273 milioni di euro); (ii) dalla flessione della produzione venduta di idrocarburi in Italia (20,6 milioni di boe, pari al 14,9%) dovuta alla necessità di ricostituire gli stoccaggi di gas naturale[8] dopo gli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000 e alla minore produzione; (iii) dall'aumento delle royalties (221 milioni di euro); (iv) dalla circostanza che nell'esercizio precedente venne effettuata una ripresa di valore di asset minerari di 113 milioni di euro.

Nel 2001 l''utile operativo ammonta a 5.984 milioni di euro con una riduzione di 619 milioni di euro, pari al 9,4%, rispetto al 2000 dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%); (ii) alla diminuzione della produzione venduta di petrolio in Italia (3,5 milioni di barili, pari al 12,5%) e all'estero (4 milioni di barili, pari all'1,7%, escluso il contributo della Lasmo); (iii) alle svalutazioni di asset (88 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal contributo della Lasmo (275 milioni di euro); (ii) dalla maggiore produzione venduta di gas naturale in Italia (5,4 milioni di boe, pari al 6,1%) connessa ai maggiori prelievi dagli stoccaggi; (iii) dai maggiori prezzi del gas naturale di produzione (2%); (iv) dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (v) dalla riduzione dei costi (circa 137 milioni di euro) connessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite, alla razionalizzazione degli investimenti di esplorazione e alle azioni gestionali.

Gas Naturale

L'Eni opera nel settore attraverso la Snam SpA[9] e le sue società controllate.

---

[8] Immissioni nette di 4,6 milioni di boe nel 2000 a fronte di prelievi netti di 6,6 milioni di boe nel 1999.

[9] In esecuzione alla deliberazione approvata dall'Assemblea degli azionisti del 2 giugno 2001, in data 30 gennaio 2002 sono stati stipulati gli atti di fusione nell'Eni SpA della Snam SpA e della Somicem SpA. Al 1° febbraio 2002, data di efficacia della fusione, è diventata operativa la Divisione G & P (Gas and Power) alla quale è affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica in Italia e all'estero.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 3.150 milioni di euro. Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni (663 milioni di euro), l'utile operativo diminuisce del 3,6% rispetto al 1999 a seguito essenzialmente: (i) della flessione del margine unitario della distribuzione primaria di gas naturale dovuta in particolare all'accantonamento prudenziale di 273 milioni di euro[10] effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire/metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima; (ii) della modifica del mix di vendita connessa alla maggiore incidenza delle vendite al settore industriale e alle società distributrici di energia elettrica; (iii) della riduzione dei volumi venduti dalla distribuzione secondaria in Italia (0,19 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e agli effetti dell'inflazione nonché all'incremento di attività; (ii) dai maggiori volumi venduti dalla distribuzione primaria (1,01 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%) e dai maggiori volumi trasportati per conto terzi (3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%); (iii) dall'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo.

Nel 2001 l'utile operativo ammonta a 3.606 milioni di euro con un aumento di 456 milioni di euro, pari al 14,5%, rispetto al 2000 dovuto essenzialmente: (i) all'incremento del margine della distribuzione primaria a seguito dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e degli effetti, in particolare nella prima metà dell'anno, del favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas naturale rispetto a quelli di approvvigionamento; (ii) alla riduzione dei costi (circa 56 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e alle dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iii) ai maggiori volumi venduti dalla distribuzione secondaria in

[10] L'impatto sull'utile netto ammonta a 163 milioni di euro.

Italia (0,21 miliardi di metri cubi, pari al 2,7%) e all'estero (0,43 miliardi di metri cubi, pari al 12,4%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita della distribuzione primaria dovuta alla maggiore incidenza dei volumi venduti in Europa per l'Italia; (ii) dalla flessione del margine della distribuzione secondaria a seguito dell'impatto del nuovo regime tariffario definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera del 28 dicembre 2000, n. 237[11].

Dopo la valutazione dei dati prettamente finanziari, bisogna prendere in considerazione il processo di liberalizzazione del mercato del gas e i suoi effetti.

Tale processo, - avviato con il decreto-legislativo 25 novembre 1996, n.625 (che ha recepito la direttiva 94/22/CE, liberalizzando le attività di prospezione, ricerca e coltivazione) - è stato portato a termine con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (che ha recepito la direttiva 98/30/CE, liberalizzando le attività di stoccaggio, trasporto, distribuzione e fornitura di gas naturale).

La riforma del settore non si limita a riconoscere un diritto di accesso alla rete per la vendita di gas ad alcune tipologie di consumatori (i cosiddetti clienti idonei), come prevede la direttiva 98/30/CE, ma prevede una radicale riorganizzazione del settore. In particolare la riforma prevede:

1. il superamento dell'impresa integrata che svolge sia l'attività di realizzazione e di gestione delle infrastrutture, sia l'attività di compravendita di gas, imponendo che le attività di trasporto e di stoccaggio siano operate da società che non esercitino attività commerciali. La direttiva 98/30/CE prevedeva a riguardo la semplice separazione contabile delle attività di trasporto e stoccaggio, ma il legislatore italiano ha ritenuto opportuno accentuare la "terzietà" dei gestori delle infrastrutture per garantire la massima trasparenza e simmetria di trattamento alle società che svolgono le attività commerciali;

---

11 Il 13 giugno 2001, il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha accolto il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas naturale ai clienti del mercato vincolato contestava la congruità dei parametri utilizzati dall'Autorità nel determinare il costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle aziende interes-sate. In considerazione della circostanza che l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia, l'Eni ha utilizzato nella determinazione dei ricavi di vendita criteri coerenti con quelli definiti dall'Autorità.

2. condizioni di accesso stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il legislatore ha quindi optato per la soluzione dell'accesso regolato rispetto a quella, anch'essa prevista dalla Direttiva, della negoziazione tra le parti;
3. la condizione di idoneità, ovvero il diritto a ottenere l'accesso alle infrastrutture, è esteso a tutti i consumatori finali con consumi annui superiori ai 200.000 metri cubi fino al 31 dicembre 2002, data oltre la quale il mercato sarà tutto idoneo;
4. l'imposizione di due limiti "antitrust": uno, relativo all'immissione di gas nella rete nazionale da parte di uno stesso operatore, è pari al 75% nel 2003 e decresce fino al 61% (2009-2010); l'altro relativo alla quota di mercato finale, che non può superare il 50%.

Coerentemente con il nuovo quadro regolatorio, l'Eni ha ridefinito l'assetto organizzativo delle proprie attività in particolare con la costituzione di due società, Snam Rete Gas e Stogit, che si occupano rispettivamente del trasporto in Italia e dello stoccaggio di gas naturale; sebbene il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 non lo prevedesse, l'Eni ha provveduto a collocare sul mercato il 40% delle azioni di Snam Rete Gas, accentuandone in tal modo la "terzietà". Le attività commerciali e di trasporto estero di gas, precedentemente svolte dalla Snam, sono invece svolte dalla Divisione Gas & Power di Eni, appositamente costituita.

L'altra azione attuata dall'Eni per adeguarsi alla nuova normativa è costituita dalla vendita di gas all'estero, sulla base di contratti di lungo termine, ad operatori italiani che importano il gas in Italia; questi operatori importano il gas in Italia e lo distribuiscono in concorrenza con la struttura commerciale della Divisione Gas & Power. In tal modo si è trovata una soluzione che contemperi la necessità di ridurre il grado di concentrazione del mercato italiano, aumentando quindi la concorrenza, e quella di rispettare gli impegni sottoscritti nei confronti dei paesi produttori con i contratti di lungo termine di importazione.

Per quanto riguarda i prezzi del gas naturale, questi depurati del componente fiscale, l'anno scorso erano pari a 5 dollari per milione di btu (unità di misura del gas), e quindi più alti che negli altri paesi europei importatori. Ciò in considerazione del fatto che l'Italia dipende dalle

importazioni per il 79% dei consumi nazionali; per di più la nostra dipendenza dall'estero è destinata a crescere al 90% nel 2010, sia per l'incremento dei consumi, sia per il declino naturale dei giacimenti italiani di gas e per l'impossibilità di mettere in coltivazione nuovi giacimenti, in particolare quelli dell'Adriatico.In ogni caso, anche se la dipendenza è forte per le importazioni, va considerato che il gas costituisce tra quelle fossili una fonte di energia economica, per di più pulita.Inoltre fino a questo momento l'acquisto di gas avveniva prevalentemente attraverso i contratti **take or pay,** che sono contratti a lungo termine stipulati con i paesi produttori di gas, in base ai quali l'azienda importatrice si obbliga per un dato periodo di tempo ad acquistare ogni anno un determinato volume di gas. Questi contratti sono stati la base sulla quale si è costruita la collaborazione tra paesi produttori e consumatori. I medesimi costituiscono una fonte di reddito fondamentale per il paese produttore, e questo è uno dei motivi per cui è lo stesso paese a richiederli. Un altro motivo fondamentale per cui il mercato del gas è regolato dai contratti take or pay è dato dal costo del trasporto del gas, pari a circa dieci volte quello del petrolio sia che venga effettuato via tubo, sia che il gas venga liquefatto e trasportato con la nave. Se viene effettuato via tubo, risulta chiaro che il paese produttore e quello consumatore restano rigidamente collegati.

La situazione è molto diversa per quanto concerne la produzione di petrolio, in cui un produttore può trovare sul mercato qualunque tipo di cliente, mentre nel settore del gas per sviluppare un giacimento bisogna assicurarsi che ci sia la disponibilità di un cliente all' acquisto; ciò è indispensabile per sviluppare i giacimenti e costruire i gasdotti.

Appare infatti difficile intervenire su tali contratti per liberare le capacità di trasporto attraverso i contratti spot, stipulati oggi per domani,al fine di creare una più forte competizione in Italia sulla base dei prezzi. Si potrà avere la liberalizzazione del mercato del gas solo nella misura in cui tutte le imprese che intendono entrare nel mercato italiano del gas naturale possono trasportare, stoccare e vendere gas acquistato all'estero in condizioni di parità. I prezzi finali scenderanno solo se, a fronte della domanda liberalizzata e del libero accesso alle reti di trasporto e agli

stoccaggi, ci sarà un incremento dell'offerta a copertura della crescente domanda di gas naturale garantito da nuovi operatori attraverso il rafforzamento degli approvvigionamenti dall'estero. A tal fine è necessario che la regolazione del settore non si focalizzi – come avvenuto nella prima fase della riforma con l'introduzione di tetti "antitrust" – sulla ripartizione dell'offerta esistente, ma assicuri le condizioni di sviluppo della nuova offerta, rendendo al tempo stesso meno vulnerabile e più concorrenziale il sistema energetico italiano.

Solo in questo modo si potrà ottenere una significativa e stabile riduzione dei prezzi del gas sul mercato finale.

Energia elettrica

L'Eni opera nel settore attraverso l'Enipower SpA.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 28 milioni di euro e riflette l'andamento sfavorevole del margine unitario dell'energia elettrica dovuto ai ritardi temporali nell'adeguamento dei prezzi di vendita al costo crescente dei combustibili.

Nel 2001 l'utile operativo ammonta a 66 milioni di euro con un aumento di 38 milioni di euro, pari al 135,7%, dovuto essenzialmente all'incremento del margine dell'energia elettrica, in particolare nel quarto trimestre, a seguito dell'andamento favorevole dello scenario dei combustibili. All'incremento dell'utile operativo hanno contribuito altresì la maggiore produzione venduta di energia elettrica e di vapore, nonché il margine dell'attività di Trading (operativa dal gennaio 2001).

Raffinazione e Marketing

L'Eni opera nel settore attraverso l'Agip Petroli SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 986 milioni di euro con un aumento di 508 milioni di euro, pari al 106,3%, ed è dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini di raffinazione (il margine del Brent è passato da 1,21 a 3,99 dollari/barile) sostenuti dalla crescita della domanda, dai bassi

livelli di stoccaggio e dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio (630 mila tonnellate, pari all'1,7%) e alle migliori rese di lavorazione; (iii) alla riduzione dei costi (circa 105 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di petrolio e di prodotti di 119 milioni di euro; (ii) dai maggiori accantonamenti per oneri ambientali (71 milioni di euro); (iii) dalle minori vendite in Italia sui mercati rete (280 mila tonnellate), a seguito della riduzione del numero delle stazioni di servizio per dismissioni e chiusure, ed extrarete (320 mila tonnellate), a seguito della riduzione dei consumi nazionali; (iv) dalla flessione dei margini dell'attività commerciale sul mercato rete in Italia dovuta essenzialmente all'aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi non trasferito interamente sui prezzi di vendita per la forte pressione competitiva.

Nel 2001 l'utile operativo di 985 milioni di euro conseguito dal settore è rimasto sostanzialmente sugli elevati livelli dell'esercizio 2000 a seguito: (i) dell'aumento dei margini commerciali sul mercato rete europeo e del margine del GPL; (ii) dei minori stanziamenti per oneri ambientali (95 milioni di euro); (iii) della riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni effettuate che ha sostanzialmente compensato l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro; (iv) delle minori svalutazioni di impianti (36 milioni di euro); (v) dell'utilizzo della riserva LIFO connessa alla riduzione delle scorte (36 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati assorbiti dalla flessione del risultato dell'attività di raffinazione, dovuta all'andamento dello scenario meno favorevole di quello eccezionalmente positivo del 2000, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini delle raffinerie posizionate sul continente (in relazione al miglioramento dei differenziali Cif/Fob), dalle migliori rese di produzione, connesse anche alla maggiore redditività del pool di greggi approvvigionato, nonché dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Petrolchimica

L'Eni opera nel settore attraverso l'Enichem SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 4 milioni di euro a fronte della perdita di 362 milioni di euro registrata nel 1999. Il miglioramento di 366 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori margini unitari dei prodotti (27%); (ii) alle minori svalutazioni di impianti (un milione di euro a fronte di 49 milioni di euro nel 1999); (iii) all'impatto positivo (80 milioni di euro) sulla valutazione delle rimanenze, effettuata al costo medio, della lievitazione dei costi di acquisto verificatasi nell'esercizio (6 nel 1999); (iv) alla riduzione dei costi (circa 30 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate che ha sostanzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro e della sterlina nei confronti dell'euro; (v) ai minori accantonamenti per oneri ambientali (26 milioni di euro) relativi agli impianti in esercizio.

Nel 2001 il settore ha registrato la perdita operativa di 332 milioni di euro a fronte dell'utile operativo di 4 milioni di euro conseguito nel 2000. Il peggioramento di 336 milioni di euro è dovuto: (i) agli effetti della flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (100 milioni di euro; nel 2000 l'impatto era stato positivo di 80 milioni di euro); (ii) alla riduzione dei margini dei prodotti (in media del 14%) a seguito della flessione dei prezzi di vendita solo parzialmente compensata dal calo del costo in euro delle materie prime petrolifere; (iii) alla flessione del 6,8% dei volumi di vendita connessa al calo generalizzato della domanda, alle minori disponibilità da produzione, nonché alla cessione del business Poliuretani. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi (circa 92 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione, e dai minori oneri ambientali di carattere ricorrente.

La situazione del settore petrolchimico soffre di una congiuntura gravemente depressa: i margini unitari sul cracker sono ai livelli più bassi dal 1989. Inoltre la chimica di base, come quella prodotta dall'Enichem, è legata all'andamento del PIL, che, ultimamente, ha leggermente rallentato la sua crescita. L'aumento del costo del greggio ha portato L'Enichem, come precedentemente indicato, a registrare un risultato operativo negativo di 332 milioni di euro nel 2001, a fronte di 4 milioni di euro di utile nel 2000. Tenuto conto della Polimeri Europa (oggi interamente di proprietà dell'ENI), la perdita operativa della Petrolchimica viene ad ammontare a 415 milioni di euro, a fronte dell'utile operativo, conseguito dall'ENI, di oltre 10 miliardi di euro. Quindi si tratta di una flessione di carattere rilevante. Inoltre, per effetto della globalizzazione, i paesi produttori di materie prime, petrolio e soprattutto gas, intervengono nelle prime produzioni che seguono immediatamente l'utilizzazione delle materia prima; questo comporta un fortissimo incremento della scala degli impianti e, naturalmente, costi molto più bassi. L'Eni da tempo ha manifestato la volontà di concentrare la propria attività nel settore energetico. Questo proposito va considerato anche tenendo conto che il settore della petrolchimica risulta caratterizzato da un processo di razionalizzazione e di concentrazioni, che vedrà nell'arco di 10 anni la presenza di pochissimi operatori a livello globale.

Ingegneria e Servizi

L'Eni opera nel settore attraverso la Saipem SpA e le sue società controllate e la Snamprogetti SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 144 milioni di euro (di cui 141 riferiti all'attività costruzioni e perforazioni) con una diminuzione di 5 milioni di euro, pari al 3,4%. Nell'attività ingegneria l'utile operativo diminuisce di 38 milioni di euro a seguito della minore attività svolta e della minore redditività delle commesse dovute alla contingente situazione di mercato caratterizzata dalla riduzione della domanda e da una forte competizione. Nell'attività costruzioni e perforazioni l'utile operativo aumenta di 33 milioni di euro a seguito essenzialmente del positivo andamento delle aree Perforazioni; in particolare

dell'area Perforazioni mare per la ripresa degli investimenti da parte delle società petrolifere nel secondo semestre dell'esercizio e per l'entrata in operatività di due nuovi mezzi navali. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile operativo nelle Costruzioni mare dovuta essenzialmente alla contrazione dell'attività registrata nel primo semestre dell'esercizio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal contributo del progetto Blue Stream.

Nel 2001 il settore ha conseguito l'utile operativo di 255 milioni di euro con un aumento di 111 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 77,1%. L'attività costruzioni e perforazioni ha conseguito l'utile operativo di 256 milioni di euro con un aumento di 115 milioni di euro, pari all'81,6%, dovuto al contributo della commessa Blue Stream, al maggior utilizzo dei mezzi navali di perforazione Scarabeo 7 e Saipem 10000, alla ripresa della domanda e alla maggiore redditività delle commesse nell'area Costruzioni terra, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti connessi all'entrata in esercizio di nuovi mezzi e di investimenti finalizzati ai progetti in corso. L'attività ingegneria ha registrato il pareggio operativo a fronte dell'utile di 3 milioni di euro conseguito nel 2000. La flessione è dovuta essenzialmente allo stanziamento prudenziale effettuato a fronte di possibili rischi su progetti in fase conclusiva nell'area Chimica e fertilizzanti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di proventi assicurativi per risarcimento danni, dal miglioramento delle aree Field upstream facilities and pipelines ed energia e dal contributo della commessa per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il risultato derivante dalla realizzazione di progetti eseguiti in joint venture (22 milioni di euro nel 2001 e 16 nel 2000) è classificato nella gestione partecipazioni.

Altre attività

Nelle altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi (amministrazione, servizi tecnici e IT), dell'EniTecnologie SpA, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. Nel 2000 la perdita operativa ammonta a 143 milioni di euro, con una riduzione di 56 milioni di euro rispetto al 1999 dovuta prevalentemente ai maggiori margini dell'attività assicurativa. Nel 2001 la perdita operativa ammonta a 168 milioni di euro.

GRUPPO ENI - STATO PATRIMONIALE ESERCIZIO 2000

(milioni di €)

ATTIVITA'	31.12.1999	31.12.2000
Attività correnti		
Disponibilità liquide	1.212	1.244
Titoli	1.962	1.794
Crediti	10.763	13.385
Rimanenze:		
- *greggio, gas naturale e prodotti petroliferi*	1.337	1.466
- *prodotti chimici*	486	631
- *lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine*	308	280
- *altre*	495	743
Totale rimanenze	2.626	3.120
Ratei e risconti attivi	338	411
Totale attività correnti	**16.901**	**19.954**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	23.074	26.797
Crediti	2.206	2.025
Partecipazioni	1.446	4.223
Immobilizzazioni immateriali	2.175	2.391
Altre attività	395	973
Totale attività non correnti	**29.296**	**36.409**
Totale attività	**46.197**	**56.363**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	4.127	5.342
Quota a breve da debiti finanziari a lungo termine	637	586
Debiti commerciali	4.142	4.847
Anticipi	816	896
Debiti tributari	2.613	5.034
Ratei e risconti passivi e altri debiti	2.819	3.539
Totale passività correnti	**15.154**	**20.244**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.787	5.116
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	411	457
Fondi per rischi e oneri	3.735	4.349
Fondo imposte	1.772	1.353
Ratei e risconti passivi e altri debiti	589	771
Totale passività non correnti	**11.294**	**12.046**
Totale passività	**26.448**	**32.290**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.351**	**1.672**
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	11.408	13.071
Azioni proprie in portafoglio		(574)
Utile dell'esercizio	2.857	5.771
Totale patrimonio netto dell'Eni	**18.398**	**22.401**
Totale passività e patrimonio netto	**46.197**	**56.363**

GRUPPO ENI - CONTO ECONOMICO 2000

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	28.341	31.008	47.938
Altri ricavi e proventi	727	952	905
Totale ricavi	**29.068**	**31.960**	**48.843**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.033	20.000	31.442
Costo lavoro	2.917	2.782	2.786
Margine operativo lordo	**8.118**	**9.178**	**14.615**
Ammortamenti e svalutazioni	4.308	3.698	3.843
Utile operativo	**3.810**	**5.480**	**10.772**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni:			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	(41)	10	64
Proventi netti su partecipazioni	396	89	33
Totale proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	355	99	97
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	4.165	5.579	10.869
(Oneri) straordinari netti prima dello IAS 12 aggiornato (a)	(518)	(528)	(512)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato (b)	3.647	5.051	10.357
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (b)	273		
Imposte sul reddito	(1.450)	(2.054)	(4.335)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.470	2.997	6.022
Utile di terzi azionisti	(142)	(140)	(251)
Utile dell'esercizio	**2.328**	**2.857**	**5.771**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**0,29 euro**	**0,36 euro**	**0,72 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)	**2,91 euro**	**3,57 euro**	**7,22 euro**

(a) Prima delle imposte sul reddito.

(b) L'effetto dello IAS 12 aggiornato è stato imputato tra i proventi straordinari ed è stato indicato separatamente Ai soli fini espositivi.

GRUPPO ENI - STATO PATRIMONIALE ESERCIZIO 2001

(milioni di €)

ATTIVITA'	31.12.2000	31.12.2001
Attività correnti		
Disponibilità liquide	1.244	1.305
Titoli	1.794	1.376
Crediti (a)	13.385	13.728
Rimanenze:		
- *greggio, gas naturale e prodotti petroliferi*	1.790	1.638
- *prodotti chimici*	631	497
- *lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine*	280	267
- *altre*	419	411
Totale rimanenze	3.120	2.813
Ratei e risconti attivi (b)	411	444
Totale attività correnti	**19.954**	**19.666**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	26.797	33.314
Credici (c)	2.025	2.678
Partecipazioni	4.223	3.012
Immobilizzazioni immateriali	2.391	2.843
Altre attività (d)	973	1.223
Totale attività non correnti	**36.409**	**43.070**
Totale attività	**56.363**	**62.736**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine (e)	5.342	5.231
Quota a breve da debiti finanziari a lungo termine (e)	586	1.233
Debiti commerciali	4.847	4.974
Anticipi	896	1.035
Debiti tributari	5.034	2.355
Ratei e risconti passivi e altri debiti (f)	3.539	3.624
Totale passività correnti	**20.244**	**18.452**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine (e)	5.116	6.084
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	457	465
Fondi per rischi e oneri	4.349	5.340
Fondo imposte	1.353	2.621
Ratei e risconti passivi e altri debiti (f)	771	585
Totale passività non correnti	**12.046**	**15.095**
Totale passività	**32.290**	**33.547**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.672**	**1.706**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale interamente versato e costituito da 4.001.259.476 azioni del valore nominale di 1 euro (8.002.140.853 azioni del valore nominale di lire 1.000 al 31/12/2000)	4.133	4.001
Riserve	13.071	17.799
Azioni proprie in portafoglio (g)	(574)	(2.068)
Utile del periodo	5.771	7.751
Totale patrimonio netto dell'Eni	**22.401**	**27.483**
Totale passività e patrimonio netto	**56.363**	**62.736**

(a) Comprende i crediti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro l'esercizio.

(b) Comprende i ratei e i risconti attivi a breve termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi

(c) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio, escluso le imposte sul reddito anticipate nette.

(d) Comprende i titoli, diversi dalle partecipazioni, iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, i ratei e risconti attivi a lungo termine, esclusi quelli riguardanti

gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi e le imposte sul reddito anticipate nette.

Non comprende le azioni proprie in portafoglio che in questo schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.

(e) I debiti finanziari correnti e non correnti sono esposti al netto dei risconti attivi riguardanti gli interessi impliciti, rispettivamente a breve e a lungo termine,

sul debito per investimenti petroliferi e sono incrementati dei risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, riguardanti il valore di mercato dei

debiti finanziari acquisiti.

(f) Comprendono i ratei e i risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti.

(g) Il patrimonio netto è esposto al netto delle azioni proprie in portafoglio (v. nota d).

GRUPPO ENI – CONTO ECONOMICO ESERCIZIO 2001

GRUPPO ENI - CONTO ECONOMICO 2001

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	31.008	47.938	48.925
Altri ricavi e proventi	952	905	921
Totale ricavi	**31.960**	**48.843**	**49.846**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.000	31.442	31.828
Costo lavoro	2.782	2.786	2.851
Margine operativo lordo	**9.178**	**14.615**	**15.167**
Ammortamenti e svalutazioni	3.698	3.843	4.771
Utile operativo	**5.480**	**10.772**	**10.396**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni: (a)			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	10	64	(259)
Proventi netti su partecipazioni	89	33	(216)
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**99**	**97**	**(475)**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.579	10.869	9.921
Proventi (oneri) straordinari netti (b)	(528)	(512)	1.837
Utile prima delle imposte	**5.051**	**10.357**	**11.758**
Imposte sul reddito	(2.054)	(4.335)	(3.530)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.997	6.022	8.228
Utile di terzi azionisti	(140)	(251)	(477)
Utile dell'esercizio	**2.857**	**5.771**	**7.751**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**0,71 euro**	**1,44 euro**	**1,98 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)	**3,57 euro**	**7,22 euro**	**9,91 euro**

(a) Comprende i "Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie" al netto degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale.

(b) Prima delle imposte sul reddito.

8. INDICI DEL BILANCIO CONSOLIDATO ENI PER GLI ESERCIZI 2000 E 2001

PREMESSA

La semplice lettura dei dati di un bilancio non sempre si presenta idonea a soddisfare adeguatamente l'esigenza di una interpretazione completa della situazione in cui versa l'impresa, soprattutto ove si consideri nel nostro caso che sostanzialmente l'Eni SpA, anche dopo l'incorporazione dell'Agip SpA, è strutturata come una "holding" di partecipazioni. I dati come sopra evidenziati nei tre esercizi possono essere impiegati per ricavare indicatori di bilancio utili, in primissima approssimazione, a dare una risposta tendenzialmente adeguata alle domande concernenti l'andamento gestionale dell'impresa.

E' noto che detti indicatori si presentano come rapporti, tra due o più voci del bilancio, che, espressi in percentuale e in tempo, consentono di ricavare una serie di informazioni riguardanti principalmente la struttura patrimoniale, la struttura finanziaria, l'efficienza operativa e l'efficienza economica dell'impresa. E' altresì noto che il risultato positivo della gestione risulta dall'analisi complessiva dei vari indicatori. Per altro, stante la struttura dell'Eni SpA, è necessario utilizzare quale terreno sul quale svolgere l'indagine gli schemi di bilancio consolidato (stato patrimoniale e conto economico riclassificati), dove sono presenti i dati corrispondenti alle esigenze di analisi.

Comunque gli indici che seguono presentano una significatività che va in ogni caso ricondotta alla specificità del Gruppo Eni.

5.1 – STRUTTURA PATRIMONIALE

Indice di proprietà - indebitamento. Questo indicatore consente di verificare in che proporzione i mezzi del Gruppo e dei terzi azionisti concorrono al finanziamento delle attività del Gruppo. Il dato è ottenuto rapportando il patrimonio netto al capitale di rischio e di debito, al netto degli investimenti di natura finanziaria e delle disponibilità liquide potenzialmente utilizzabili per la riduzione del debito. Nei tre anni presi in

considerazione, i soci hanno mediamente finanziato l'attività del Gruppo per oltre il 75%. Alla realizzazione del notevole programma di investimenti degli esercizi 2000 e 2001 ha corrisposto un progressivo incremento dei mezzi propri, sostenuti dall'elevato livello dei risultati netti conseguiti.

Indice di copertura netta del capitale immobilizzato. Questo indicatore permette di evidenziare in quale misura i capitali effettivamente versati dal Gruppo e dai terzi azionisti riescono a coprire il fabbisogno durevole di investimento in immobilizzazioni. Precisato che il capitale immobilizzato rappresenta i beni posti durevolmente al servizio della gestione del Gruppo, va rilevato che l'indice assume valori uguali o superiori a 0,70 nei tre esercizi in esame, valori che testimoniano il buon grado di copertura degli impieghi a più lungo termine con il capitale del Gruppo e dei terzi azionisti.

Indice di copertura lorda del capitale immobilizzato. Questo rapporto permette di evidenziare se le forme di finanziamento a medio e lungo termine, aggiunte al patrimonio netto del Gruppo e dei terzi azionisti, riescono a coprire il fabbisogno durevole di investimento in immobilizzazioni. L'indicatore risulta superiore ad 1 in tutti e tre gli anni considerati. L'indice superiore ad 1 evidenzia che parte del capitale di esercizio è finanziato con mezzi durevolmente a disposizione della gestione consolidata: al riguardo è da evidenziare che le rimanenze comprendono le scorte obbligatorie per circa 550 milioni di euro (al 31-12-2001), che possono essere incluse nel capitale immobilizzato.

Indice di garanzia dei debiti a M/L termine. Questo rapporto indica in che misura le immobilizzazioni coprono l'indebitamento a lungo termine.

Per la visione d'insieme ed un utile riepilogo valga il prospetto che segue:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1999	2000	2001
Struttura patrimoniale	Proprietà	Patrimonio netto / Capitale di rischio e di debito *100	75,91%	75,67%	74,70%
	Copertura netta del capitale immobilizzato	Patrimonio Netto – Crediti V/S Soci/capitale immobilizzato	0,71	0,70	0,72
	Copertura lorda del Capitale immobilizzato	Patrimonio netto – Crediti V/S Soci + Debiti L/M + Fondi + TFR /capitale immobilizzato	1,14	1,07	1,12
	Garanzia dei debiti a M/L termine	Capitale immobilizzato/Debiti L/M + Fondi + TFR	2,34	2,76	2,50

In sintesi si può affermare che la struttura patrimoniale risulta equilibrata. Le immobilizzazioni sono finanziate dalle fonti a lungo termine, sia del Gruppo che dei terzi; il che è ancor più evidenziato da una forte patrimonializzazione dell'impresa (patrimonio netto pari a circa il 75% delle fonti). Tutto ciò ha un corrispondente effetto sulla redditività, intesa come bassa incidenza degli oneri finanziari.

Una volta esaminato il livello di solidità patrimoniale, sembra opportuno analizzare la parte rimanente del patrimonio, nonché la liquidità ed i finanziamenti a breve che introducono l'esame dell'equilibrio finanziario.

5.2 – STRUTTURA FINANZIARIA

Indice di liquidità. Questo indice è ottenuto mettendo a raffronto le disponibilità a breve con i debiti a breve, escludendo dall'attivo circolante le rimanenze in quanto, per le considerazioni in precedenza svolte, esse non sempre sono facilmente liquidabili. In tale modo si misura la capacità dell'impresa di far fronte ai debiti a breve con le proprie disponibilità, pure a breve. Nei tre anni presi in considerazione, l'indice assume il valore medio di 0,89. Alla fine dell'esercizio 2001, il Gruppo poteva contare su una disponibilità liquida di 0,91.

Indice della disponibilità. Questo indice rappresenta la capacità del Gruppo Eni di far fronte con la propria disponibilità a breve alla esigenza di estinguere tutti i debiti in scadenza nell'esercizio successivo. Anche questo

indice non evidenzia criticità. Nei tre anni presi in considerazione l'indice della disponibilità del Gruppo assume valori sempre superiori ad uno. A fine 2001 per ogni 100 euro di debito a breve l'impresa poteva contare su disponibilità e rimanenze (a costi correnti ed escluse le scorte obbligatorie) di 108 euro.

Copertura degli oneri finanziari. Questo indicatore consente di verificare la capacità dell'azienda di far fronte al pagamento degli oneri finanziari netti. L'indice di copertura degli oneri finanziari netti del Gruppo Eni è ottenuto mettendo a raffronto l'utile operativo con gli oneri finanziari netti. Gli oneri finanziari netti comprendono anche le differenze cambio. Nell'esercizio 2000 l'indice non appare significativo in quanto il Gruppo ha realizzato proventi finanziari netti per effetto del realizzo di differenze di cambio sull'incasso di dividendi provenienti da società estere. Nell'esercizio 2001 l'utile operativo conseguito è stato 40 volte superiore agli oneri finanziari sostenuti, a conferma delle considerazioni svolte in merito agli indici di struttura patrimoniale.

Per completare e riassumere si propone la tabella che segue:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1999	2000	2001
Struttura finanziaria	Liquidità	Totale disponibilità a breve – Rimanenze/Totale debiti a breve	0,94	0,83	0,91
	Disponibilità	Totale disponibilità a breve/Totale debiti a breve	1,15	1,02	1,08
	Copertura degli oneri finanziari netti	Utile Operativo/Oneri finanziari netti	64,47	n.s.(*)	40,14

(*) non significativo.

Una volta esaminato il livello di solidità patrimoniale e finanziaria raggiunto dal Gruppo, bisogna analizzare l'efficienza operativa e l'efficienza economica del Gruppo stesso. La prima attiene alla gestione dei crediti, dei debiti e delle rimanenze (scorte o giacenze); la seconda attiene alla misurazione dei risultati dell'esercizio.

5.3 - EFFICIENZA OPERATIVA

Indice di efficienza operativa globale. L'indice è dato dal rapporto tra il valore della produzione (come somma dei ricavi della gestione caratteristica e degli altri ricavi e proventi) e il totale dell'attivo delle immobilizzazioni materiali e immateriali. Questo indicatore – peraltro di problematica interpretazione – esprime l'intensità e l'efficienza nell'utilizzo delle risorse impiegate in rapporto al volume della produzione. Nella serie storica 1997 – 2001, l'indice ha assunto un valore medio di 1,4. La punta di 1,67 registrata nell'esercizio 2000 è dipesa dall'elevato livello raggiunto dalle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti finiti petroliferi, che costituiscono il driver principale del valore della produzione.

Indice di rotazione dei crediti. Tale indicatore consente di calcolare la velocità con la quale si rinnovano i crediti nell'esercizio. Esso si ottiene mettendo a raffronto i ricavi delle vendite e delle prestazioni con i crediti commerciali. Bisogna considerare che i ricavi presi in esame per la costruzione dell'indicatore sono al netto di IVA, mentre i crediti comprendono anche il valore dell'imposta, in quanto il dato depurato non è ricavabile dal bilancio consolidato, ma solo dalla contabilità delle singole imprese. L'applicazione di detto indice alla realtà gestionale del Gruppo Eni evidenzia un numero di rinnovi dei crediti costante nel tempo, circa sette volte ogni 12 mesi.

Indice di durata media dei crediti. Questo indicatore esprime il tempo medio che intercorre tra vendita ed incassi. Mette in evidenza il tempo che il Gruppo impiega per riscuotere i suoi crediti commerciali. Il Gruppo Eni contiene a poco più di 50 giorni i tempi di riscossione dei crediti. La determinazione di questo indice risente comunque della differenza tra il valore dei crediti commerciali e il valore dei ricavi indicata al punto precedente.

Indice di durata media dei debiti. Questo indice esprime il tempo medio che intercorre tra acquisti e pagamenti ai fornitori. Questo rapporto permette una valutazione della capacità di autofinanziamento commerciale del Gruppo. Tale indice viene ottenuto mettendo a raffronto i debiti commerciali con i costi per materie (prime, sussidiarie, di consumo e di

merci) e i costi per servizi. Vuol dire che il Gruppo Eni nel 2001 paga i suoi fornitori dopo 54 giorni rispetto all'acquisto. Bisogna tener presente che questo indice risulta determinato in eccesso in quanto i debiti sono comprensivi di IVA e i costi sono invece espressi al netto; inoltre lo stesso indice esclude i fornitori di impianti o immobilizzazioni in generale, per i quali esistono tempi particolari.

La tabella che segue completa e riassume:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1999	2000	2001
Efficienza operativa	Efficienza operativa globale	Ricavi della gestione caratteristica ed altri ricavi e proventi/immobilizzazioni materiali e immateriali	1,27	1,67	1,38
	Rotazione dei crediti	Ricavi delle vendite e delle prestazioni/crediti commerciali	6,19	7,15	7,10
	Durata media dei crediti	Crediti commerciali/ricavi delle vendite e delle prestazioni *360 gg.	58,15gg	50,36gg	50,72gg
	Durata media dei debiti	Debiti commerciali/costi per materie + costi per servizi *360 gg	72,95gg	52,85gg	53,98gg

In conclusione per valutare con più precisione il valore degli indicatori di efficienza operativa bisogna confrontarli con gli indici di settore.

5.4 – EFFICIENZA ECONOMICA

Indice di redditività delle vendite. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROS (da "return on sales"), misura il rendimento del fatturato in relazione all'utile operativo. Esprime altresì la contribuzione delle vendite all'assorbimento delle spese di vendita, di sviluppo e di ricerca, delle spese generali e amministrative, degli oneri finanziari ed alla formazione dell'utile netto. Tale indice è calcolato mettendo a raffronto l'utile operativo con i ricavi delle vendite e delle prestazioni. La media dei valori dell'indice nei tre anni presi in considerazione è del 20,80%. Nel 2001, la redditività delle vendite è risultata del 21,25%.

Indice di redditività del capitale investito. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROI (da "return on investiments"), mette a raffronto il reddito operativo con il totale delle attività operative investite nel Gruppo, cioè di tutti

gli investimenti necessari per lo svolgimento di questa attività. La media dei valori dell'indice nei tre anni presi in considerazione è del 31,48%. Nel 2001, la redditività del capitale investito è risultato del 32,87%.

Indice di redditività del capitale proprio. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROE (da "return on equity"), misura la remunerazione del capitale proprio; indica quanti euro il Gruppo guadagna per ogni euro investito dai suoi azionisti. Tale indice è ottenuto mettendo a raffronto l'utile di esercizio di competenza dell'Eni con il suo patrimonio netto. Negli ultimi tre esercizi, l'indice risulta in continua crescita.

In dettaglio e riassumendo:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1999	2000	2001
Efficienza economica	Redditività delle vendite (ROS)	Utile operativo/Ricavi della gestione caratteristica *100	17,67%	22,47%	21,25%
	Redditività del capitale investito (ROI)	Risultato operativo/capitale investito netto operativo *100	24,21%	41,37%	32,87%
	Redditività del capitale proprio (ROE)	Utile di esercizio di competenza Eni/patrimonio netto di competenza Eni *100	16,54%	28,29%	31,08%

5.5 – CONCLUSIONI

Il quadro della struttura patrimoniale appare equilibrato con un patrimonio netto sufficiente a garantire gli impieghi a lungo termine. I finanziamenti presso terzi a lungo termine al 31.12.2001 incidono nella misura di circa il 16% (stessa percentuale al 31.12.2000), rendendo così possibile incrementare le fonti di finanziamento globale a medio e lungo termine particolarmente convenienti.

Questa favorevole impostazione è confermata nel breve, in quanto l'impresa con la sua gestione ordinaria è riuscita ampiamente a coprire i fabbisogni per oneri finanziari dal 1999 al 2001.

Il quadro patrimoniale e finanziario non evidenzia adeguatamente l'andamento e la capacità dell'impresa di creare reddito; per questo motivo lo studio delle voci economiche trova nel ROI l'anello di collegamento tra profitto e patrimonio. Tale indicatore pone in rapporto il risultato operativo

con l'importo del capitale investito netto operativo dell'anno di competenza, rivelando la capacità delle immobilizzazioni a produrre reddito con l'attività principale. I valori che l'indice assume negli esercizi considerati dimostrano l'ottima redditività del capitale investito. L'utile operativo degli esercizi 2000 e 2001, pressoché raddoppiato rispetto al 1999, è ampiamente analizzato per settore di attività al precedente punto 7. L'incremento delle quotazioni internazionali del greggio unito all'aumento delle produzioni, dei margini nelle attività down-stream del petrolio e del gas naturale, nonché il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, sono i principali fattori che hanno determinato il miglioramento della performance operativa del Gruppo. L'incremento del capitale investito netto nel 2000 e nel 2001 è in gran parte connesso all'acquisizione degli asset minerari delle società British Borneo e Lasmo.

Il ROE (cioè la capacità dell'Eni di produrre reddito, rispetto al patrimonio netto, indipendentemente dal tipo di gestione) assume valori crescenti nei tre esercizi in esame, raggiungendo il 31,08% nel 2001. Oltre all'ottimo livello dell'utile operativo conseguito, nell'esercizio sono stati registrati proventi straordinari netti per 2.349 milioni di euro, connessi in particolare al collocamento sul mercato del 40,24% delle azioni Snam Rete Gas e alla cessione di parte del patrimonio immobiliare di Gruppo e del business Poliuretani nella Petrolchimica.

A fine 2001, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Eni ammonta a 9.888 milioni di euro, con un incremento di 2.146 milioni di euro rispetto all'esercizio 2000. Il flusso di cassa netto generato dalle attività di esercizio di 8.146 milioni di euro, gli incassi da dismissione (2.299 milioni di euro) e il collocamento sul mercato del 40,24% del capitale sociale di Snam Rete Gas (2.203 milioni di euro), hanno consentito di coprire l'88% dei fabbisogni connessi all'elevato livello di investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali ed in partecipazioni (11.241 milioni di euro), al pagamento del dividendo da parte dell'Eni SpA (1.664 milioni di euro a valere sul risultato conseguito nell'esercizio 2000) e all'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro).

9. L'ATTIVITA' DI CONTROLLO NEGLI ESERCIZI 2000 E 2001

Il modello organizzativo della struttura di Internal Audit non ha subito, nel biennio 2000-2001, variazioni rispetto a quello definito nel gennaio 1998 dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni S.p.A.. Sulla base di tale modello le funzioni di Internal Audit del Gruppo sono state accentrate alle dirette dipendenze del Presidente dell'Eni, fatta eccezione per l'Italgas, la Saipem e la Snamprogetti, che hanno mantenuto le proprie strutture poste alle dipendenze dei Presidenti delle società stesse. Nel corso dei due esercizi è stato dato impulso all'integrazione tra la struttura di Internal Audit dell'Eni e quelle delle società non rientranti nell'accentramento, al fine di realizzare un programma comune per la qualificazione professionale delle risorse e di uniformare gli standard e la reportistica. Nel corso del 2000, con l'istituzione delle unità specialistiche articolate per aree di attività, dell'unità Auditing Approvvigionamenti Plurisettoriali e dell'unità Studi e Metodologie di Audit, è stata completata la riorganizzazione della funzione.

I cambiamenti organizzativi in atto nel Gruppo e le nuove norme e disposizioni che si riflettono sulle attività di controllo hanno, nel secondo semestre 2001, posto la necessità di riconsiderare il modello e il campo operativo della funzione. Nella riunione del 14 novembre 2001, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un nuovo modello organizzativo, che prevede il decentramento alle Divisioni dell'Eni e alle società del Gruppo delle attività di auditing specifiche dei business, mantenendo sulla funzione corporate il ruolo di referente funzionale delle strutture di audit e di raccordo dei flussi informativi verso gli organi di controllo.

Nel corso degli esercizi 2000 e 2001 la struttura di Internal Audit ha operato, rispettivamente, con una forza media di 42 e di 38 risorse; le azioni poste in essere per il potenziamento della struttura, al fine di raggiungere l'obiettivo di 50/60 figure professionali, sono state vanificate dal turnover, che, a fronte di 19 nuovi ingressi, ha fatto registrare nel periodo 19 uscite.

Attività di auditing

L'attività di auditing si è sviluppata sulla base di un programma annuale elaborato, con ottica pluriennale, sulla base dei parametri dimensionali delle attività, dei precedenti interventi di audit effettuati e degli elementi informativi acquisiti dal top management. In attuazione del programma 2000 e di quello 2001, sono stati realizzati rispettivamente 36 e 35 interventi di audit che hanno interessato i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale, Raffinazione e Marketing, Petrolchimica, Finanza, Servizi e Diversificate.

Nel corso del 2001 è stato avviato e portato a termine il progetto di risk assessment, le cui risultanze costituiranno la base per la formulazione dei prossimi programmi di audit.

Sono state inoltre svolte le altre attività connesse con gli adempimenti previsti dalla Consob e, in relazione alla scadenza dell'incarico di revisione contabile, l'espletamento della gara che ha portato ad individuare nella PriceWaterhouseCoopers la società di revisione, a cui è stato conferito l'incarico di revisore principale di Gruppo per il triennio 2001-2003.

Infine l'Internal Audit ha assicurato i flussi informativi relativi alle proprie attività sia verso l'Audit Committee che verso il Collegio Sindacale, nonché effettuato incontri periodici con i suddetti organi.

10. CONCLUSIONI

I risultati conseguiti dall'ENI nel triennio 1999-2001 (l'utile netto rispettivamente di 2.857 milioni di euro nel 1999, di 5.771 milioni di euro nel 2000 e di 7.751 milioni di euro nel 2001), dimostrano la solidità patrimoniale ed economica del Gruppo pur in presenza di condizioni di mercato non sempre favorevoli.

Hanno contribuito in misura significativa al raggiungimento degli esposti risultati la crescita delle produzioni, passate nel triennio considerato da 1.064 a 1.369 mila barili di petrolio equivalente, anche a seguito delle acquisizioni della Lasmo e della British Borneo, nonché le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza. In particolare, l'incremento dell'utile del 2000 rispetto al 1999 è dovuto all'aumento delle quotazioni internazionali del greggio e dei margini di raffinazione; l'incremento dell'utile del 2001 rispetto al 2000, pur in presenza di una flessione dell'utile operativo della Petrolchimica, è dovuto all'aumento dei proventi straordinari netti riferiti essenzialmente alle plusvalenze conseguite, solo in parte compensate dai maggiori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica.

Il rapporto tra indebitamento e capitale proprio registra un aumento molto contenuto (0,34 contro 0,32) pur in presenza di investimenti in immobilizzazioni tecniche e in partecipazioni che nel 2001 hanno raggiunto il livello di 11,2 miliardi di euro.

Il quadro della struttura patrimoniale appare equilibrato con un patrimonio netto sufficiente a garantire gli impieghi a lungo termine. I finanziamenti presso terzi a lungo termine al 31.12.2001 incidono nella misura di circa il 16% (stessa percentuale al 31.12.2000), rendendo così possibile incrementare le fonti di finanziamento globale a medio e lungo termine particolarmente convenienti.

Questa favorevole impostazione è confermata nel breve, in quanto l'impresa con la sua gestione ordinaria è riuscita ampiamente a coprire i fabbisogni per oneri finanziari dal 1999 al 2001.

La nuova struttura della società, fondata sulla divisionalizzazione, ed il conseguente nuovo modello organizzativo del Gruppo rende possibile la definizione e l'implementazione di un processo di pianificazione strategica per la gestione integrata delle risorse disponibili, secondo una logica di efficienza e di efficacia non disgiunta dal rispetto delle esigenze connesse agli interessi pubblici coinvolti, tra cui in particolare la salute, l'ambiente ed il paesaggio.

In tema di costo del personale merita segnalazione il sistema di incentivi variabili che l'Eni, come altre grandi imprese italiane ed estere, ha adottato per i propri dirigenti: uno in forma monetaria e in stock grant, variabili in base ai risultati aziendali e individuali conseguiti nell'esercizio; un altro mediante incentivazione a lungo termine connessa alla crescita nel tempo del valore dell'impresa. Le stock grant e le stock option, secondo una discutibile prassi contabile sviluppatasi sia in Italia sia all'estero, non influenzano il conto economico.

La problematica appare meritevole del necessario approfondimento da parte di questa Corte al fine di individuare i migliori comportamenti internazionali, anche per garantire la trasparenza della gestione con adeguata rappresentatività dei bilanci .

Parimenti opportuna è un'analisi più organica sulle modalità di acquisizione, di verifica e di remunerazione delle consulenze tecniche e delle altre prestazioni professionali, che si presentano come spese aggiuntive rispetto a quelle del personale.

Nell'ottica di favorire lo sviluppo del mercato nazionale del gas naturale, l'Eni ha collocato in borsa il 40,24% del capitale di Snam Rete Gas, la società che gestisce la rete di trasporto di gas naturale dell'Eni in Italia, con un incasso di 2,2 miliardi di euro, e dal 1999 ha firmato sette

contratti pluriennali di fornitura a importatori italiani che assicureranno, a regime, la vendita di circa 15 miliardi di metri cubi di gas/anno. Parallelamente, nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stata completata nel primo semestre 2002 la posa nel Mar Nero delle due condotte del gasdotto Blue Stream, che trasporterà a partire dalla fine del 2002 gas di provenienza russa destinato al mercato turco. Il gas sarà commercializzato congiuntamente dall'Eni e dal partner russo Gazprom, con volumi che, a regime, raggiungeranno i 16 miliardi di metri cubi/anno (di cui 8 in quota Eni). Inoltre è stata acquistata la partecipazione strategica del 33,34% nella Galp Energia, holding energetica portoghese attiva nel settore gas e nel downstream petrolifero.

Anche su questi aspetti collegati all'acquisizione, ed ancor più all'importazione, del gas naturale questa Corte si riserva un puntuale riscontro al riguardo dei termini delle operazioni, con riferimento alla normativa comunitaria, e delle implicazioni fiscali.

Nel quadro della strategia di sviluppo internazionale dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, va segnalato che l'ENI ha intrapreso negli esercizi 2000/2001 un rilevante numero di iniziative con l'obiettivo di raggiungere nel 2005 la produzione giornaliera di 1,7 milioni di barili di petrolio equivalente attraverso lo sfruttamento degli asset in portafoglio. In particolare, l'Eni ha acquistato mediante offerte pubbliche le società inglesi British-Borneo e Lasmo, consolidando la propria posizione nell'area chiave del Mare del Nord ed entrando in nuove promettenti aree; ha ottenuto la nomina a operatore unico per lo sviluppo del campo di Kashagan nell'offshore kazako, considerato la più grande scoperta petrolifera mondiale degli ultimi trent'anni; ha avviato numerosi progetti nell'offshore profondo dell'Africa Occidentale, tra i quali lo sviluppo dei giacimenti dell'area Kizomba A, considerata il più importante progetto della regione con riserve recuperabili in quota Eni di circa 140 milioni di barili; ha firmato i contratti con la società petrolifera di Stato iraniana NIOC per lo sviluppo dei giacimenti petroliferi di Darquain e Balal; ha acquistato in Russia la licenza

per l'esplorazione e lo sviluppo di un area a elevato potenziale minerario alla foce del fiume Volga .

I risultati dei summenzionati ulteriori accertamenti, di cui si è posta espressa riserva, -previa acquisizione dei necessari elementi di valutazione- saranno comunicati, con le conseguenti indicazioni, in appositi referti .

ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI)

ESERCIZIO 2000

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ L'utile netto del 2000 di 5,8 miliardi di euro rappresenta il record storico dell'industria italiana. Il risultato realizzato riflette non solo l'aumento dei prezzi degli idrocarburi di produzione e dei margini di raffinazione, ma anche la crescita della produzione venduta di idrocarburi, l'incremento dei volumi di gas naturale venduti e trasportati per conto terzi, le azioni di contenimento dei costi, nonché il miglioramento della gestione operativa della Petrolchimica

■ L'acquisizione della Lasmo, perfezionata nei primi mesi del 2001, accelera in modo decisivo i programmi di crescita di medio termine dell'Eni e consentirà di raggiungere in anticipo di un anno rispetto al 2003 l'obiettivo annunciato di una produzione giornaliera di idrocarburi di 1,5 milioni di boe

■ La produzione di idrocarburi, che nell'esercizio ha raggiunto 1.187 mila boe/giorno, è aumentata del 13% se si esclude l'effetto prezzo negativo nei PSA; sette punti percentuali derivano dal contributo dell'acquisizione di British-Borneo e di asset di rilievo e sei dalla crescita per linee interne

■ Gli accordi con la società di Stato iraniana per lo sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas di South Pars e del campo a olio di Balal, entrambi nell'offshore del Golfo Persico, e l'affidamento all'Eni del ruolo di operatore unico per lo sviluppo del progetto North Caspian Sea nell'offshore kazako si inquadrano nella strategia di crescita internazionale volta a consolidare la presenza dell'Eni nei bacini minerari chiave

■ L'acquisto della partecipazione del 33,34% della holding energetica portoghese Galp Energia, gli accordi di cooperazione siglati con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, nonché l'acquisizione di quote di partecipazione in società di distribuzione secondaria di gas naturale in Argentina e Grecia si inquadrano nel programma di espansione internazionale delle attività gas per bilanciare il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico

■ Nella generazione elettrica l'Eni sta realizzando il programma di sviluppo della capacità installata di oltre 3 mila megawatt presso i propri siti industriali

■ L'accordo del febbraio 2001 con Dow Chemical per la cessione della divisione Poliuretani e l'acquisto del 50% della Polimeri Europa concentra il portafoglio della Petrolchimica sulla filiera olefine, polietilene, stirenici ed elastomeri, settori più direttamente correlati al core business dell'Eni nei quali detiene posizioni di leadership tecnologica e di mercato. Resta ferma la strategia dell'Eni di ridurre il peso delle attività petrolchimiche nel portafoglio di Gruppo, anche attraverso alleanze che risultano facilitate da questa operazione

■ Le azioni di contenimento dei costi hanno consentito di ottenere risparmi complessivi di 435 milioni di euro che hanno portato a 724 milioni di euro la riduzione realizzata nel biennio 1999-2000, ben oltre il target atteso nello stesso periodo. L'accelerazione degli interventi di razionalizzazione permetterà di raggiungere in anticipo l'obiettivo annunciato di risparmi complessivi di 1.660 milioni di euro al 2003

■ La validità delle strategie dell'Eni, l'impegno del management nella loro attuazione e i risultati conseguiti sono stati premiati dai mercati finanziari con un rialzo del titolo nell'anno del 25%, che rappresenta la migliore performance borsistica tra quelle delle maggiori compagnie petrolifere quotate

Principali dati economici e finanziari

(milioni di €)

	1996	1997	1998	1999	2000
Ricavi	29.190	31.359	28.341	31.008	**47.938**
Utile operativo (1)	4.960	5.345	3.810	5.480	**10.772**
Utile netto (1)	2.290	3.643	2.328	2.867	**5.771**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	5.079	6.515	6.864	8.349	**10.583**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.792	4.169	5.152	5.433	**5.431**
Investimenti in partecipazioni	362	152	413	114	**4.384**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	13.969	16.244	17.890	19.749	**24.073**
Indebitamento finanziario netto	9.359	8.050	7.070	6.267	**7.742**
Capitale investito netto	23.528	24.294	24.460	26.016	**31.815**
Dividendi (euro per azione)	0,124	0,145	0,155	0,181	**0,212**
Pay-out (%)	43,1	43,3	58,2	50,6	**28,8**
Leverage	0,68	0,50	0,41	0,32	**0,32**
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	11,4	12,2	10,7	12,5	**21,5**

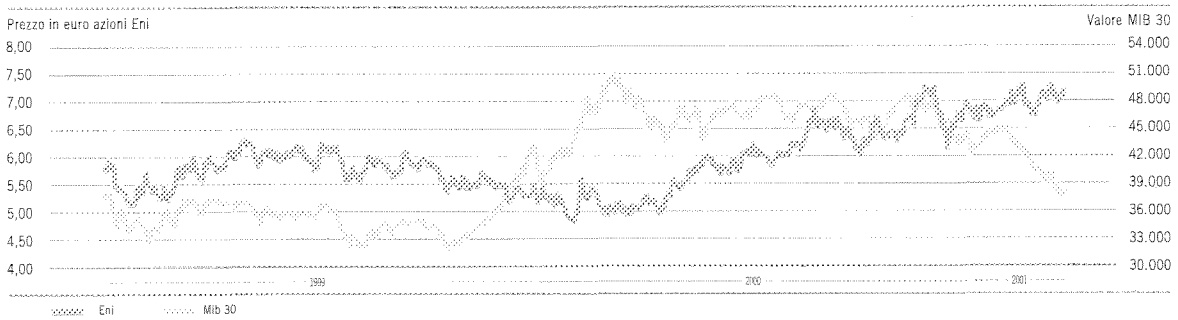
(1) I dati 1998 comprendono l'effetto negativo della modifica dei criteri di svalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (SFAS 121) per, rispettivamente, a 414 milioni di euro sull'utile operativo e a 173 sull'utile netto.

Principali dati operativi

	1996	1997	1998	1999	2000
Riserve certe di petrolio (milioni di barili) (1)	2.481	2.844	2.881	3.137	**3.422**
di gas naturale (milioni di boe) (1)	2.191	2.229	2.374	2.397	**2.586**
di idrocarburi (milioni di boe) (1)	4.675	5.073	5.255	5.534	**6.008**
Vita utile residua delle riserve (anni)	13,1	13,6	13,4	14,0	**14,0**
Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili) (1)	614	646	653	674	**748**
di gas naturale (migliaia di boe) (1)	370	375	395	390	**439**
di idrocarburi (migliaia di boe) (1)	984	1.021	1.048	1.064	**1.187**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	53,23	53,14	55,69	60,24	**61,25**
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero (miliardi di metri cubi)	2,90	2,79	2,73	2,67	**3,48**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	6,64	8,07	9,97	11,29	**14,70**
Vendite di energia elettrica (gigawattora)					**4.766**
Produzione in conproprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	37,80	36,40	40,10	36,31	**38,89**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	87	94	108	96	**99**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	51,36	51,60	54,19	51,82	**53,46**
Punti vendita carburanti (numero)	13.150	12.796	12.984	12.489	**12.085**
Erogato medio per punto vendita (migliaia di litri all'anno)	1.448	1.463	1.512	1.543	**1.555**
Produzioni della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	8.729	9.057	8.294	8.298	**8.532**
Vendite della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	5.864	6.113	5.837	5.622	**5.616**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (milioni di euro)	4.460	5.163	4.931	4.435	**6.624**
Dipendenti (numero)	83.424	80.178	78.306	72.003	**69.969**

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

ENI E MIB 30 - 4 GENNAIO 1999 - 20 MARZO 2001



Eni, Consiglio di amministrazione
seduti (da sinistra verso destra): Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Umberto Colombo, Renzo Costi, Luigi De Paoli, Mario Draghi, Giulio Marcello Sapelli;
in piedi (da sinistra verso destra): Gian Maria Gros-Pietro, Vittorio Mincato



Eni, Collegio sindacale (da sinistra verso destra): Luigi Biscozzi, Filippo Duodo, Riccardo Perotta, Andrea Monorchio (in piedi), Mario Sica, Nicola Soria

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Presidente
Gian Maria Gros-Pietro (2)

Amministratore delegato
Vittorio Mincato

Amministratori
Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, 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)
Stefano Cao

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)

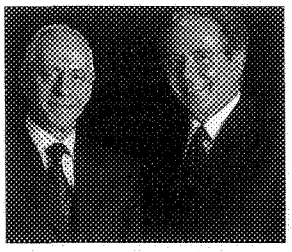
Sostituto
Michael Sciascia (6)

SOCIETÀ DI REVISIONE (7)
Arthur Andersen SpA

I poteri del Presidente e dell'Amministratore delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee e del Compensation Committee sono illustrati nel punto "Corporate governance" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(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 14 novembre 2000*
(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 19-20-21 luglio 1999*
(6) *Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999*
(7) *Incarico conferito dall'Assemblea del 16 giugno 1998 per un triennio*

LETTERA AGLI AZIONISTI



Gian Maria Gros-Pietro
Presidente

Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Signori Azionisti,

l'anno 2000 assume un significato particolare per diverse e importanti ragioni: per i risultati record che l'Eni ha conseguito sul piano economico e operativo, per la quotazione del titolo che ha raggiunto il valore più elevato dal collocamento in Borsa nel 1995 e, soprattutto, per le azioni concrete e di grande rilievo intraprese per raggiungere gli obiettivi di crescita che ci siamo dati.

Nel 2000 l'Eni ha migliorato notevolmente i già eccellenti risultati conseguiti nell'esercizio 1999: l'utile netto è cresciuto del 102% raggiungendo i 5,8 miliardi di euro; il ritorno sul capitale investito (ROACE), pari al 21,5%, è aumentato di 9 punti percentuali; il rapporto tra indebitamento e capitale proprio è rimasto sui livelli del 1999, sebbene gli investimenti in immobilizzazioni tecniche e in partecipazioni abbiano raggiunto il livello – anche questo è un record – di 9,8 miliardi di euro.

Siamo consapevoli dell'impatto che la combinazione di alti prezzi del greggio e pressione fiscale ha sui nostri clienti, ma noi non abbiamo strumenti per intervenire su questi fattori. Il nostro impegno ad alleviare la pressione sui consumatori finali si manifesta nella nostra continua ricerca di efficienza e di miglioramento del servizio.

Il raddoppio dell'utile netto discende in larga parte dall'aumento degli utili del settore Esplorazione e Produzione dovuto alla crescita dei prezzi internazionali degli idrocarburi e della produzione venduta.

Nei settori Raffinazione e Marketing e Petrolchimica abbiamo registrato un rilevante miglioramento dei risultati per effetto sia della più favorevole congiuntura del mercato sia dei recuperi di efficienza.

Nel settore Gas Naturale i riflessi negativi sui nostri margini del provvedimento tariffario adottato dal Regolatore nel dicembre del 1999 sono stati solo in parte compensati dai maggiori volumi venduti e trasportati.

Il miglioramento dei risultati, il mantenimento della solida posizione finanziaria e, soprattutto, l'assoluta coerenza tra gli obiettivi annunciati e quelli raggiunti hanno determinato il progressivo apprezzamento dell'Eni da parte del mercato, come l'andamento del titolo chiaramente dimostra: infatti, il valore dell'azione nel corso dell'esercizio è aumentato da circa 5,4 a circa 6,8 euro, con un incremento del 25%, notevolmente più elevato di quello della media dei nostri concorrenti. L'apprezzamento del mercato ha consentito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di vendere in tempi brevi il 5% del capitale dell'Eni senza determinare, dopo una prima reazione, riflessi negativi sulla quotazione del titolo.

Nel 2000 la produzione di idrocarburi ha raggiunto il livello di 1.187 mila barili di petrolio equivalente al giorno, con un incremento del 12% sull'anno precedente; alla crescita della produzione si è accompagnato il forte aumento delle riserve da 5,5 a oltre 6 miliardi di barili di petrolio equivalente, con una vita utile residua (14 anni) che si colloca ai più alti livelli dell'industria. Questi risultati sono un primo importante traguardo al quale siamo arrivati sia attraverso la crescita interna sia attraverso le acquisizioni di asset negli ultimi due anni negli Stati Uniti, in Algeria, in Egitto, in Ecuador e l'acquisizione della società inglese British-Borneo e rappresentano anche la necessaria premessa per la futura crescita dell'Eni. Tenendo conto della recente acquisizione della Lasmo, l'obiettivo annunciato di una produzione di almeno 1,5 milioni di barili di petrolio equivalente nel 2003 sarà raggiunto con un anno di anticipo.

La crescita futura sarà sostenuta dagli accordi conclusi nell'anno passato, dallo sviluppo degli asset minerari e dai risultati attesi dalle iniziative esplorative avviate; vanno ricordati in parti-

colare i positivi sviluppi delle nostre attività nelle acque profonde dell'Africa Occidentale e gli accordi per lo sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento di South Pars e del campo di Balal in Iran; tali accordi fanno seguito a quelli per lo sviluppo dei campi di Dorood e Darquain e rafforzano la nostra presenza in Iran, Paese chiave per i futuri assetti globali del mercato, soprattutto in considerazione del suo elevato potenziale minerario.

La nomina a operatore unico del progetto North Caspian Sea nell'offshore del Kazakistan rappresenta un importante riconoscimento delle capacità tecnologiche e di realizzazione dell'Eni che testimonia quanto sia alta la considerazione di cui essa gode nell'industria petrolifera a livello internazionale. Nella struttura di Kashagan è stato individuato un importante giacimento di idrocarburi che potrebbe rivelarsi una scoperta di grandissima rilevanza.

Al fine di rafforzare il proprio posizionamento competitivo sul mercato e garantire ai propri azionisti la massima creazione di valore, è obiettivo dell'Eni di crescere nelle aree che detengono le maggiori risorse di petrolio e di gas naturale con bassi costi di produzione.

Nel settore del Gas Naturale attraversiamo una fase di profondo cambiamento del mercato, alla fine della quale dovremo operare in un contesto fortemente competitivo.

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che ha recepito nell'ordinamento nazionale la Direttiva Europea sul Mercato unico del gas, ha stabilito non soltanto la separazione societaria delle attività di trasporto e stoccaggio da quelle di commercializzazione e di produzione, ma anche limiti alle vendite. Per tale motivo, pur tenuto conto della prevista crescita della domanda nazionale di gas, le vendite dell'Eni nei prossimi anni non potranno superare mediamente i quantitativi raggiunti nel 2000 (circa 60 miliardi di metri cubi).

La prevedibile crescente concorrenza e l'impossibilità di aumentare ulteriormente le vendite sul mercato italiano determinano la necessità da un lato di ricercare opportunità di crescita sui mercati esteri e dall'altro di riconsiderare l'assetto organizzativo delle attività di trasporto e commercializzazione del gas.

In attuazione del dettato del Decreto, è stata costituita la società "Rete Gas Italia" alla quale saranno conferite le attività di trasporto della distribuzione primaria di gas in Italia. Anche al fine di liberare risorse finanziarie da investire per lo sviluppo delle aree che rappresentano il "core business" dell'Eni, abbiamo deciso di collocare in Borsa una quota significativa del capitale della società.

Le attività di approvvigionamento e commercializzazione del gas naturale faranno capo direttamente a una divisione nell'Eni SpA che sarà costituita dopo l'incorporazione della Snam, operazione che siete chiamati ad approvare in sede straordinaria.

Sempre in attuazione del Decreto, è stata costituita la società "Stoccaggi Gas Italia" alla quale saranno conferite le attività nel campo dello stoccaggio del gas.

La strategia di crescita all'estero – il cui obiettivo è la vendita di almeno 10 miliardi di metri cubi addizionali nel 2003 – ha già fatto segnare importanti risultati: abbiamo avviato il progetto Blue Stream che ci consentirà di vendere 8 miliardi di metri cubi di gas in Turchia; abbiamo acquistato la quota di partecipazione del 33,34% nella portoghese Galp Energia che ci consente di disporre di una solida base per l'accesso al mercato della Penisola Iberica; abbiamo raggiunto l'accordo con la società spagnola Iberdrola per la vendita di 1,5 miliardi di metri cubi di gas in Spagna con la prospettiva di ulteriori sviluppi; siamo entrati sui mercati del Brasile e della Grecia; abbiamo consolidato la nostra posizione sul mercato argentino.

La società EniPower, costituita per lo sviluppo del business elettrico, ha iniziato a operare nel 2000 realizzando vendite per 4.766 gigawattora, di cui l'81% sul mercato esterno al Gruppo.

Nella nostra visione del mercato le attività della generazione elettrica rappresentano soprattutto uno sbocco per le nostre disponibilità di gas. L'obiettivo assegnato a EniPower è di portare a 5-7 gigawatt la potenza installata rispetto agli attuali 985 megawatt. Riteniamo di poter raggiungere questo obiettivo con una significativa crescita per linee interne e – ove si presentino opportunità di nostro interesse – anche attraverso alleanze e acquisizioni. Nel corso del 2000 abbiamo avviato gli iter autorizzativi, completato la fase di ingegneria e commissionato le macchine per la realizzazione di otto impianti di generazione a ciclo combinato.

Nelle attività di distribuzione dei prodotti petroliferi in Italia prosegue l'attuazione del Piano di ristrutturazione della rete finalizzato a realizzare un sistema altamente efficiente, con erogato medio in linea con gli standard europei, a fronte di una quota di mercato ridotta rispetto a quella attuale.

La nostra strategia di crescita per le attività di distribuzione all'estero è fortemente selettiva e punta a raggiungere una massa critica su quei mercati che presentano buone prospettive di sviluppo e nei quali possiamo contare su vantaggi di costo per l'approvvigionamento delle reti. Coerentemente con questa strategia, abbiamo ceduto pressoché interamente le attività di distribuzione in Africa e abbiamo acquistato ulteriori stazioni di servizio in Brasile e in Francia.

Nella Raffinazione abbiamo definito con altri operatori del settore presenti in Sicilia un progetto di integrazione e razionalizzazione del polo di Priolo, che sarà esecutivo dopo l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni dell'Autorità per la concorrenza e il mercato. L'operazione si inquadra nella nostra strategia di ridurre il peso delle attività di raffinazione nel portafoglio dell'Eni.

Nella Petrolchimica abbiamo recentemente raggiunto un accordo con la Dow Chemical in base al quale cederemo la divisione Poliuretani e acquisteremo la quota del 50% della Polimeri Europa posseduta dalla stessa Dow. Resta ferma la strategia dell'Eni di ridurre il peso delle attività petrolchimiche nel portafoglio di Gruppo, anche attraverso alleanze che risultano facilitate da questa operazione.

Nel 2000 abbiamo fatto ulteriori progressi nell'attuazione del programma di miglioramento dell'efficienza che aveva l'obiettivo iniziale di riduzione dei costi di circa un miliardo di euro da realizzare nel periodo 1999-2003. Tenuto conto dei risultati conseguiti nei primi due anni, questo obiettivo è già stato raggiunto nella misura del 70% circa. Per questa ragione ci siamo dati nuovi e più ambiziosi traguardi, portando l'obiettivo per il periodo 1999-2003 a circa 1,8 miliardi di euro.

È proseguito l'impegno dell'Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente. Le principali direttrici sulle quali il Gruppo è impegnato sono le certificazioni e gli audit dei siti produttivi, la sorveglianza sanitaria con metodologie innovative e la riduzione delle emissioni di anidride carbonica, anche attraverso l'espansione della generazione elettrica con cicli combinati alimentati a gas. Particolare attenzione è stata dedicata al ripristino ambientale dei siti industriali dismessi, in tale contesto nel dicembre 2000 è stato firmato l'Accordo di Programma per i siti di Cengio e Saliceto di proprietà della società in liquidazione Acna Chimica Organica che prevede interventi di messa in sicurezza permanente, di bonifica e di ripristino ambientale, tra cui anche la rimozione dei reflui pericolosi accumulati negli anni '80 e il loro smaltimento in discarica esterna.

L'attività di ricerca è stata indirizzata su temi caratterizzati da soluzioni innovative riguardanti in particolare la riduzione dei costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi, il miglioramento delle performance dei processi, la valorizzazione dei feedstock e la tutela dell'ambiente.

Nell'ambito dei programmi di sviluppo energetico di lungo termine, l'Eni è impegnata nella ricerca di fonti energetiche rinnovabili attraverso la controllata Eurosolare, attiva nella realizzazione di sistemi fotovoltaici, che partecipa con il 25% nella Pacific Solar, società australiana leader nello sviluppo di tecnologie nel settore.

Al fine di sviluppare le capacità propositive e innovative delle risorse umane in nuovi contesti competitivi e in culture differenti, abbiamo deciso la costituzione di una società in cui confluiranno le diverse entità del Gruppo che si occupano di formazione manageriale e professionale, di documentazione e dei rapporti con istituzioni esterne nel settore dell'istruzione e della cultura. La società rappresenterà il punto di riferimento per la qualità del sistema di conoscenze nei diversi settori dell'Eni e lo strumento per adeguare la qualità delle risorse umane alle strategie aziendali e rafforzare lo spirito di appartenenza all'Eni.

In conclusione, i risultati conseguiti e le azioni intraprese nel 2000 testimoniano il grande slancio imprenditoriale dell'Eni, condizione imprescindibile per affrontare con successo le importanti sfide competitive che il mercato ci proporrà con crescente intensità nei prossimi anni.

Siamo consapevoli della complessità di queste sfide e dell'impegno straordinario che comporteranno perché si possano migliorare ulteriormente le prospettive di redditività e di crescita.

Ci siamo dati obiettivi ambiziosi verso i quali ci siamo proiettati con grande determinazione e, fino a oggi, con importanti concreti risultati.

Per continuare nella crescita e per rimanere tra i grandi protagonisti dell'industria energetica a livello mondiale, abbiamo in programma investimenti di oltre 30 miliardi di euro nel quadriennio 2001-2004, indirizzati prevalentemente alle attività del "core business" e per oltre il 70% all'estero.

Per raggiungere questi traguardi l'Eni può far leva sulla sua solida posizione finanziaria che, in presenza di condizioni di mercato non sfavorevoli, consente di prefigurare anche un graduale aumento degli investimenti e obiettivi di crescita ancora più sfidanti.

L'impegno e l'entusiasmo di tutti coloro che lavorano nell'Eni, ai quali va dato il merito dei risultati e dei successi sin qui raggiunti, continueranno a essere le risorse fondamentali e insostituibili per andare avanti nel non facile percorso che è stato tracciato e per accrescere la credibilità e il prestigio della Società.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente Gian Maria Gros-Pietro

L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

27 marzo 2001

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

■ L'acquisizione della Lasmo, perfezionata nei primi mesi del 2001, accelera in modo decisivo i programmi di crescita di medio termine dell'Eni e consentirà di raggiungere in anticipo di un anno rispetto al 2003 l'obiettivo annunciato di una produzione giornaliera di idrocarburi di 1,5 milioni di boe

■ La produzione di idrocarburi, che nell'esercizio ha raggiunto 1.187 mila boe/giorno, è aumentata del 13% se si esclude l'effetto prezzo negativo nei PSA; sette punti percentuali derivano dal contributo dell'acquisizione di British-Borneo e di asset di rilievo e sei dalla crescita per linee interne

■ In Iran sono stati siglati due contratti con la società di Stato NIOC: il primo per lo sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas di South Pars nel Golfo Persico, le cui produzioni sono attese nel 2004; il secondo, nel febbraio 2001, per lo sviluppo del campo a olio di Balal, sempre nel Golfo Persico, le cui produzioni sono attese nel 2002

■ Nel febbraio 2001 l'Eni è stata nominata Operatore unico del Production Sharing Agreement relativo al Progetto "North Caspian Sea", nell'offshore del Kazakistan. Il progetto, sia per il potenziale delle strutture esistenti sia per le sfide di natura tecnologica e operativa legate alla bassa profondità d'acqua e alla presenza di ghiacci, rappresenta una iniziativa di grandissimo rilievo dell'industria petrolifera mondiale

■ Sono stati definiti i contratti per il collocamento di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas libico dei giacimenti Wafa e struttura C del permesso NC-41 destinati all'esportazione a partire dal 2004

■ Le azioni di razionalizzazione hanno consentito una riduzione dei costi di circa 60 milioni di euro



(milioni di €)

	1998	1999	**2000**
Ricavi	5.206	6.840	**12.308**
Utile operativo	594	2.834	**6.603**
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	755	636	**811**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	103	752	**416**
Investimenti di sviluppo	2.024	1.880	**2.312**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	8.170	7.773	**7.741**

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2000 sono pari a 6.008 milioni di boe (petrolio e condensati 3.422 milioni di barili; gas naturale 418 miliardi di metri cubi) con un incremento di

Kazakistan - Karachaganak
Veduta della Unit 3
Lo sviluppo in corso consentirà di incrementare la produzione di idrocarburi del campo di oltre il 90% entro il 2004

474 milioni di boe rispetto al 1999, pari all'8,6%. Le riserve al lordo della produzione (430 milioni di boe) e delle cessioni (un milione di boe) hanno registrato un incremento di 905 milioni di boe riferito: (i) a revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero (431 milioni di boe), in particolare in Italia, Kazakistan, Egitto, Norvegia, Nigeria e Congo; (ii) alle nuove acquisizioni (254 milioni di boe), in particolare della British-Borneo Oil & Gas Plc ("British-Borneo"), con riserve certe di 172 milioni di boe e del 60% del campo di Villano in Ecuador con riserve certe di 65 milioni di boe; (iii) alle nuove scoperte ed estensioni (220 milioni di boe), in particolare in Italia (principalmente campi di Val d'Agri e Villafortuna), Libia, Nigeria, Trinidad & Tobago e Angola. La vita utile residua delle riserve è rimasta invariata in 14 anni.



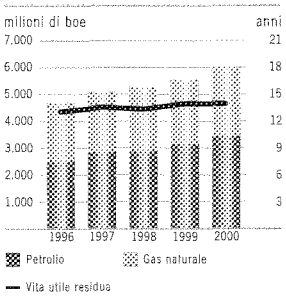
Nigeria - Campo di Kwale
Tecnici al lavoro

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2000 sono pari a 1.773 milioni di barili di petrolio e condensati e 200 miliardi di metri cubi di gas naturale pari, rispettivamente, al 52 e al 48% del totale delle riserve certe di petrolio e condensati e di gas naturale (rispettivamente 56 e 49% al 31 dicembre 1999).

ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2000 consisteva di 1.224 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) localizzati in 33 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 310.839 chilometri quadrati (300.386 al 31 dicembre 1999), di cui 38.884 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (37.203 al 31 dicembre 1999). La superficie complessiva posseduta è diminuita in Italia, mentre è aumentata all'estero di circa 15.950 chilometri quadrati a seguito delle acquisizioni di titoli minerari principalmente in Egitto, Cina e, a fronte dell'acquisizione della British-Borneo, in Mauritania, Australia, Brasile, Pakistan, Regno Unito e Stati Uniti. Rilasci si sono verificati in Libia, Eritrea, Cina e Albania.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Nel 2000 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 16.170 chilometri quadrati (10.105 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 3.598 chilometri (3.010 in quota Eni), con un aumento rispetto al 1999 del 56% in quota Eni per le prime e una riduzione del 67% in quota Eni per le seconde. L'incremento nelle prospezioni sismiche tridimensionali è connesso all'avvio di campagne di rilevazione sismica nei paesi di recente presenza quali Brasile, Mauritania, Australia e in quelli di consolidata presenza quali Gabon e Nigeria.

Sono stati ultimati 95 nuovi pozzi (47 in quota Eni), a fronte dei 60 (29 in quota Eni) del 1999. Il coefficiente di successo complessivo è stato del 33,3% (30,6 in quota Eni), a fronte del 49,3% (38,0 in quota Eni) del 1999.

Gli investimenti in ricerca esplorativa ammontano a 811 milioni di euro (636 nel 1999), di cui l'81% all'estero, con un aumento del 27,3% rispetto al 1999. Gli investimenti in Italia di 156 milioni di euro (132 nel 1999) hanno riguardato in particolare l'offshore profondo dell'Adriati-

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

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe al giorno)		
	1998	1999	**2000**	1998	1999	**2000**
Italia	1.574	1.477	1.389	394	358	333
Africa Settentrionale	1.686	1.849	1.929	236	269	305
Africa Occidentale	910	1.067	1.093	196	206	224
Mare del Nord	666	646	700	156	154	168
Resto del mondo	419	495	897	56	77	157
	5.255	**5.534**	**6.008**	**1.038**	**1.064**	**1.187**

(1) 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 nel 1999 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).

(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.

co e le aree del Mezzogiorno e dell'Italia Centro Settentrionale. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa di 655 milioni di euro (504 nel 1999) sono stati effettuati prevalentemente nei seguenti paesi: Stati Uniti, Nigeria, Congo, Egitto, Regno Unito, Angola, Algeria, Norvegia e Azerbaigian.

Gli investimenti di sviluppo ammontano a 2.312 milioni di euro (1.880 nel 1999), di cui il 77% all'estero, con un aumento del 23% rispetto al 1999. In Italia l'attività di sviluppo (543 milioni di euro) ha riguardato in particolare il progetto Val d'Agri. All'estero l'attività di sviluppo (1.769 milioni di euro) ha riguardato principalmente giacimenti di idrocarburi in Kazakistan, Egitto, Congo, Stati Uniti, Regno Unito, Nigeria, Norvegia e Algeria.

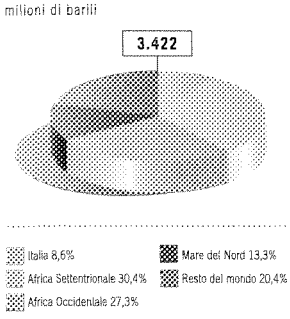
Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari, sia in fase esplorativa sia in fase di sviluppo e produzione, ammontano a 416 milioni di euro (752 nel 1999), di cui 314 milioni riferiti all'acquisto del 60% del campo di Villano in Ecuador, già posseduto al 40%, che ha consentito di aumentare le riserve recuperabili dell'Eni di 76 milioni di barili (di cui 65 certe) e la produzione giornaliera dell'esercizio di 13 mila boe. Gli altri investimenti hanno riguardato per 43 milioni di euro l'acquisto di 42 milioni di boe di riserve recuperabili (di cui 12 certe) in Nigeria e per 38 milioni di euro l'acquisto di 20 milioni di boe di riserve recuperabili (di cui 3 certe) in Algeria.

Gli investimenti tecnici complessivi effettuati nel 2000, comprese le acquisizioni di titoli minerari, ammontano a 3.539 milioni di euro, con un aumento di 271 milioni di euro rispetto al 1999, pari all'8,3%.

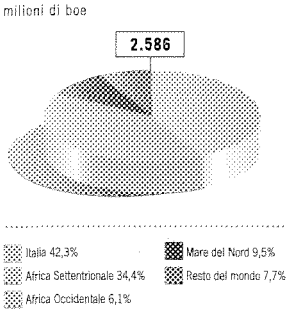
Nel maggio 2000 l'Eni ha acquisito la British-Borneo mediante Offerta Pubblica di Acquisto in denaro sul 100% del capitale della società; l'impegno finanziario complessivo è stato di 1.263 milioni di euro (di cui 847 di indebitamento finanziario netto assunto). L'acquisizione di British-Borneo si inquadra nella strategia di espansione internazionale dell'upstream nelle aree di consolidata presenza dove l'Eni intende crescere ulteriormente e in quelle dove sono possibili significative sinergie operative. Il 75% delle riserve certe di British-Borneo è localizzato nel Mare del Nord inglese e nelle acque profonde del Golfo del Messico dove la presenza delle attività dell'Eni ha consentito di attuare in tempi rapidi la completa integrazione delle strutture organizzative della società acquisita. Il valore attualizzato delle sinergie ammonta a 248 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro rispetto a quanto considerato nella valutazione di acquisto. British-Borneo è presente con permessi esplorativi di notevole potenzialità anche in Australia, Pakistan, Brasile e Mauritania. Al 31 dicembre 2000 la società possedeva riserve certe di 185 milioni di boe. Il contributo di British-Borneo alla produzione giornaliera del 2000 è stato di 43 mila boe ed è previsto che raggiunga i 71 mila boe nel 2003. Nell'esercizio sono stati effettuati investimenti di esplorazione e di sviluppo, rispettivamente, di 65 e 181 milioni di euro.

Il 21 dicembre 2000 l'Eni ha lanciato l'Offerta Pubblica di Acquisto in contanti sulla società inglese Lasmo Plc. In data 2 febbraio 2001, l'offerta è stata dichiarata unconditional avendo ricevuto adesioni pari al 63% del capitale sociale, quota che sommata a circa il 28% acquistato sul mercato al 31 dicembre 2000 porta la partecipazione al 91%. È in programma la cancellazione del titolo dai listini di borsa di Londra e New York. L'impegno finanziario complessivo per l'acquisizione del 100% del capitale ammonta a 5.212 milioni di euro (di cui 1.021 di indebitamento finanziario netto assunto). Le attività della Lasmo sono localizzate nel Mare del Nord inglese, in Nord Africa, Indonesia, Venezuela e Pakistan. Al 31 dicembre 2000 la società possedeva 768 milioni di boe di riserve certe di cui il 62% di petrolio e condensati. Nel 2000 la produzione giornaliera della Lasmo è stata di 187 mila boe. Con l'acquisizione della Lasmo, l'Eni imprime una forte accelerazione ai programmi di crescita della produzione di idrocarburi, raggiungendo in anticipo di un anno rispetto al 2003 l'obiettivo di una produzione giornaliera di 1,5 milioni di boe. L'operazione consente in particolare di rafforzare la presenza dell'Eni nelle aree chiave del Mare del Nord e del Nord Africa, di entrare in misura significativa nel mercato asiatico, nonché di ampliare la propria presenza in qualità di operatore in Venezuela. L'integrazione nell'Eni delle strutture operative della Lasmo produrrà sinergie stimate in circa 80 milioni di euro/anno.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 2000

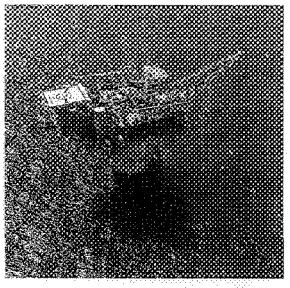


Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 2000



PRODUZIONE

Nel 2000 la produzione giornaliera di idrocarburi (1.187 mila boe) è aumentata di 123 mila boe rispetto al 1999, pari all'11,6%. L'incremento è del 13% se si esclude l'effetto negativo (15 mila boe) della minore attribuzione di produzione nei PSA dovuta all'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio; sette punti percentuali derivano dal contributo delle acquisizioni e sei dalla crescita per linee interne. Il contributo delle acquisizioni (74 mila boe) riguarda le acquisizioni nel 2000 della società British-Borneo (43 mila) e del 60% del campo di Villano in Ecuador (13 mila) nonché quelle effettuate nella seconda metà del 1999 di quote di partecipazione nei campi di Macaroni ed Europa nel Golfo del Messico (12 mila) e di asset in Egitto (6 mila). La crescita interna è dovuta in particolare: (i) agli avvii della produzione principalmente in Egitto, Angola, Ecuador, Italia, Norvegia, Congo e Algeria (complessivamente 49 mila boe); (ii) alla crescita produttiva verificatasi principalmente in Nigeria, Norvegia e Kazakistan, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai declini naturali di campi in Italia, Regno Unito e Angola.

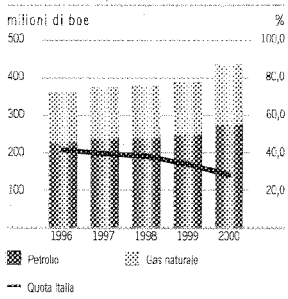


Stati Uniti - Golfo del Messico
Piattaforma Allegheny
Le acquisizioni dei campi di Macaroni ed Europa a fine 1999 e dei campi British-Borneo nel 2000 hanno consentito di triplicare la produzione dell'Eni nel Paese

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (748 mila barili) è aumentata di 74 mila barili, pari all'11,0%. L'incremento è del 13,2% se si esclude l'effetto negativo (15 mila barili) della minore attribuzione di produzione nei PSA dovuta all'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio; otto punti percentuali derivano dal contributo delle acquisizioni e cinque dalla crescita per linee interne. I principali aumenti sono stati registrati: (i) negli Stati Uniti (34 mila barili) per il contributo dei campi di Macaroni ed Europa e dei campi British-Borneo; (ii) in Ecuador (20 mila barili) nel campo di Villano; (iii) in Norvegia (13 mila barili) nei campi di Aasgard e di Norne; (iv) in Nigeria (9 mila barili) per la crescita produttiva dei campi operati dall'Eni; (v) in Kazakistan (8 mila barili) nel campo di Karachaganak; (vi) in Egitto (4 mila barili) nei campi di Ashrafi e Nidoco; (vii) in Angola (4 mila barili) nel campo di Kuito. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate in Italia, per i declini naturali (12 mila barili) nei campi di Villafortuna e di Aquila parzialmente compensati dalla crescita in Val d'Agri, e all'estero nel Regno Unito (6 mila barili) nel J-Block, in Congo (2 mila barili) nel campo di Kitina e in campi non operati dall'Eni, nonché in Tunisia (2 mila barili) nel campo di El Borma.

La produzione giornaliera di gas naturale (439 mila boe) è aumentata di 49 mila boe, pari al 12,6%, di cui otto punti percentuali sono riferiti alla crescita per linee interne e cinque al contributo delle acquisizioni. I principali aumenti sono stati registrati: (i) in Egitto (28 mila boe) per l'avvio di campi nelle concessioni di Port Fouad, Ras El Barr e di Baltim nell'offshore del Delta del Nilo; (ii) negli Stati Uniti (10 mila boe) principalmente per il contributo dei campi British-Borneo; (iii) in Nigeria (8 mila boe) per l'entrata a regime del progetto LNG; (iv) in Kazakistan (6 mila boe) nel campo di Karachaganak; (v) nel Mare del Nord (3 mila boe); (vi) in Croazia (2 mila boe) per l'avvio della produzione della piattaforma Ivana E nell'offshore adriatico. In Italia la produzione è diminuita a seguito del declino naturale dei campi di Porto Garibaldi-Agostino, di Cervia-Arianna nell'offshore adriatico e di Luna in quello ionico, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli avvii della produzione dei campi di Annalisa, Calpurnia, Clara Est e Clara Nord nell'offshore adriatico.

Produzione di idrocarburi e quota Italia



La produzione venduta di idrocarburi è stata di 428,0 milioni di boe (393,6 nel 1999). Il minor volume rispetto alla produzione di 6,5 milioni di boe è dovuto alle immissioni a stoccaggio di 4,6 milioni di boe (pari a 0,74 miliardi di metri cubi) di gas naturale e ai minori ritiri di petrolio rispetto alle quote di diritto (under lifting) all'estero (1,5 milioni di barili). La necessità di ripristinare il livello tecnico del sistema di stoccaggio di gas naturale in Italia a seguito degli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000, ha comportato, oltre alla consueta immissione della quasi totalità della produzione nazionale nel secondo e terzo trimestre del 2000 (6,55 miliardi di metri cubi), la riduzione dei prelievi nel quarto trimestre rispetto al corrispondente trimestre del 1999 (da 3,08 a 1,08 miliardi di metri cubi) e l'immissione a stoccaggio di 2,43 miliardi di metri cubi di gas naturale da parte del settore Gas Naturale. La produzione venduta di petrolio e condensati (272,5 milioni di barili) è stata destinata per il 70% al settore Raffinazione e Marketing (77% nel 1999). La produzione venduta di gas naturale (25,02 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 54,3% al settore Gas Naturale (68% nel 1999).

STOCCAGGIO

L'Eni dispone in Italia di un importante sistema di stoccaggio di gas naturale costituito da alcuni giacimenti semiesauriti 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.

L'attuale sistema di stoccaggio è costituito da nove campi, otto dei quali situati nell'Italia Settentrionale, di cui uno non ancora operativo, e uno nell'Italia Centrale. Complessivamente il sistema di stoccaggio dell'Eni ha una capacità di circa 24 miliardi di metri cubi di gas, di cui 15 costituiti dal gas tecnicamente estraibile e reiniettabile ciclicamente senza pregiudizio alle prestazioni dei giacimenti e 9 utilizzati allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio. In attuazione del disposto dell'art. 21, comma 1, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, il ramo d'azienda relativo all'attività di stoccaggio sarà conferito entro l'anno 2001 alla società Stoccaggi Gas Italia SpA, costituita nel novembre 2000.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 23, comma 5, del citato decreto che obbliga le imprese che svolgono attività di stoccaggio di gas naturale a determinare in via transitoria e a pubblicare le tariffe per i servizi di stoccaggio, l'Eni ha reso note le tariffe provvisorie valide per il periodo 1° novembre-31 marzo 2001, in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe definitive. Le tariffe, indifferenziate per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione stagionale, sono determinate in funzione dell'impegno di spazio su base annua e della portata massima giornaliera per singolo mese di erogazione. La tariffa per il servizio di stoccaggio strategico è determinata in funzione dell'onere per lo spazio utilizzato e per la giacenza del gas immesso.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Italia Nel 2000 sono stati perforati 20 pozzi (17 nel 1999), di cui 16,8 in quota Eni (13,5 nel 1999), ottenendo risultati positivi nell'Adriatico Settentrionale con il pozzo a gas Arnica 1 (Eni 100%), nell'offshore calabro con il pozzo a gas Fausta-1 (Eni 100%) e nella Val Padana centrale con il pozzo a gas Muzza 3X (Eni 100%); sono in corso di valutazione i risultati dei due pozzi onshore Vallazza 1 e Case Pianazzi 1 (Eni 65%) in Sicilia. Sono in corso di perforazione altri due pozzi: Miglianico (Eni 100%) a olio, nel Bacino di Pescara, e Gladiolo 1 (Eni 60%) a gas, nell'Adriatico Settentrionale. Sono stati avviati i campi a gas di Annalisa, Calpurnia, Clara Est e Clara Nord nell'offshore adriatico, con una produzione media di 2,5 milioni di metri cubi/giorno.

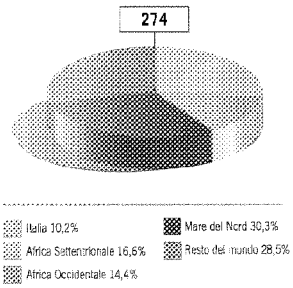
Nella Val d'Agri proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti, di realizzazione del centro olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto.

Relativamente al "Progetto Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale, a seguito della possibilità concessa dal decreto emanato nel dicembre 1999 dal Ministro dell'ambiente d'intesa con la Regione Veneto di autorizzare a certe condizioni, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche, si è ripianificato il suo sviluppo in fasi successive. La prima prevede la realizzazione delle strutture per la messa in produzione dei giacimenti più a Sud (Valentina, Rosanna e Raffaella) ottimizzando le sinergie possibili con le infrastrutture esistenti per il trasporto e il trattamento (condotta sottomarina di Naomi e centrale di Casalborsetti).

Africa Settentrionale In *Algeria*, sono stati assegnati all'Eni dalla società di Stato Sonatrach i blocchi 403d (Zemoul El Kbar) e 222b (Bordj Omar Driss II), per quest'ultimo sono in corso attività negoziali volte a cedere una quota del 50%. Prosegue l'attività esplorativa nei blocchi 440 (Wadi El Teh) e 213 (Amedjane), assegnati in precedenza all'Eni, e lo sviluppo del campo di HBN situato tra il blocco 403a e il 404, in via di unitizzazione. Si prevede che l'Eni e la Sonatrach avranno ciascuna una quota del 25,5%. È stata acquistata da una società petrolifera

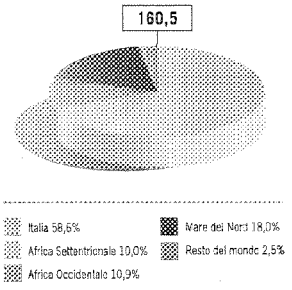
Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 2000

milioni di barili

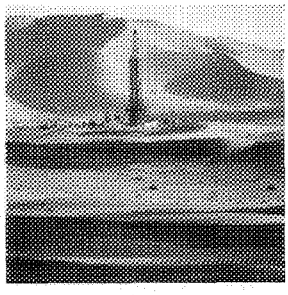


Produzione di gas naturale per area geografica nel 2000

milioni di boe



internazionale la quota di partecipazione del 13,75% nei blocchi 401a e 402a, già partecipati dall'Eni nella misura del 41,25%, adiacenti al blocco 403d dove l'Eni svolge il ruolo di operatore, con riserve recuperabili di 20 milioni di boe in quota Eni. È stato approvato il piano di sviluppo globale delle riserve di petrolio scoperte nei campi dell'area di ROD, di cui è stata definita l'unitizzazione, e nei campi dei blocchi 401a e 402a; le riserve recuperabili dell'area sono di 275 milioni di barili (80 in quota Eni); l'avvio della produzione è previsto nel 2003.



Deserto algerino
Attività di perforazione
Lo sviluppo in corso del campo HBN e dei campi di ROD incrementerà in misura significativa la produzione di petrolio dell'Eni nel Paese

In *Egitto* continua lo sviluppo dei numerosi campi a gas scoperti nelle concessioni di North Port Said, Baltim, El Temsah, Ras El Barr e East Delta situate nell'offshore del Delta del Nilo a una profondità d'acqua che va da 20 a 80 metri. In particolare nel 2000 è stata avviata la produzione di gas naturale del campo di Ha'py nella concessione di Ras El Barr con una produzione in quota Eni di 15 mila boe/giorno e del campo di Baltim Est con una produzione in quota Eni di 4,5 mila boe/giorno. È stato firmato il contratto di Production Sharing per il permesso esplorativo West Toshky nell'Alto Egitto Sud Occidentale (Eni 100%).

In *Libia* nel campo di Bouri è proseguita la campagna relativa alla perforazione dei pozzi di infilling che ha consentito di realizzare una produzione incrementale di 5 mila barili/giorno in quota Eni. L'Eni e altre due compagnie petrolifere internazionali, tra cui la Lasmo in veste di operatore, partecipano allo sviluppo del campo di Elephant nel permesso NC-174 nel deserto libico Sud Occidentale con quote paritetiche del 16,67% ciascuna; la società di Stato National Oil Corporation (NOC) è titolare del restante 50%. L'inizio della produzione è previsto nel 2002. A regime, nel 2004, la produzione è prevista raggiungere 100 mila boe/giorno (17 mila in quota Eni).

Nel corso del 2000 in relazione all'attività per lo sviluppo del giacimento di Wafa e della struttura C del permesso NC-41, è stata completata l'ingegneria di base e sono state bandite le prime due gare per la scelta dei contraenti con cui stipulare i contratti per la realizzazione di strutture a terra e a mare. Sono stati inoltre stipulati i contratti per il collocamento di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas destinati all'esportazione a partire dal 2004; in particolare saranno forniti: (i) 4 miliardi alla Edison Gas. Nel periodo compreso tra la data di operatività del contratto e quella di effettiva disponibilità del gas libico, l'Eni farà fronte al proprio impegno contrattuale con gas di altra provenienza; (ii) 2 miliardi alla Gaz de France; (iii) 2 miliardi alla Energia SpA. Tutti i contratti sono della durata di 24 anni con clausole di "take or pay".

È stato ceduto il 50% dei permessi esplorativi facenti parte dell'Economic Unit B dell'Epsa 93; l'Eni rimane operatore con una quota del 50%.

In *Tunisia* è stato realizzato il progetto gas di Oued Zar che permetterà entro i primi mesi del 2001 di aumentare la produzione di gas naturale del giacimento da 250 mila metri cubi/giorno del 2000 a oltre 500 mila (da 125 a 250 mila in quota Eni).

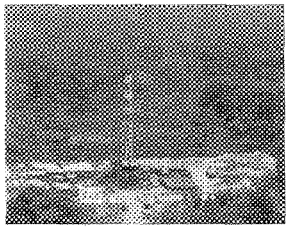
Africa Occidentale In *Angola* è stata avviata alla fine del 1999 la produzione nel giacimento di Kuito situato nel Blocco 14 (quota Eni 20%) al largo delle coste angolane di Cabinda. Il giacimento, il primo a entrare in produzione nelle acque profonde angolane, ha prodotto nel 2000 61 mila barili/giorno di petrolio (10 in quota Eni), con un picco di 81 mila. Nel Blocco 14 è stato completato con successo il pozzo di verifica del giacimento di Benguela-Belize che in fase di test ha erogato circa 9 mila barili/giorno; la vicinanza del campo a quello di Kuito potrà consentire di realizzare sinergie di sviluppo. Sempre nel Blocco 14 sono state effettuate due importanti scoperte: la prima con il pozzo NFW Tomboco-1, a circa 6 chilometri a Ovest del campo di Benguela, che durante i test ha prodotto circa 9 mila barili/giorno; la seconda con il pozzo Lobito-1, che è stato perforato a una profondità d'acqua di 400 metri incontrando un livello mineralizzato che ha prodotto circa 10 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni). Nel Blocco 15 (quota Eni 20%) dell'offshore angolano è stato completato con successo il pozzo di verifica di Kissanje. Nello stesso blocco sono state effettuate cinque nuove scoperte: la prima con i pozzi Mondo-1 e Mondo-1ST che hanno erogato in prova 4 mila barili/giorno di petrolio; la seconda con il pozzo Saxi-1 che ha erogato circa 6 mila barili/giorno; la terza con il pozzo Batuque-1, che è stato perforato a una profondità d'acqua di 725 metri incontrando un livello mineralizzato che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di petrolio; le altre due scoperte sono state i pozzi M'Bulumbumba e Vicango. Nel Blocco 15, che ha riserve recuperabili di circa 2,7 miliardi di

barili, si stanno definendo i piani di sviluppo dei quattro giacimenti denominati Hungo, Chocalho, Kissanje e Dikanza che costituiscono l'area denominata Kizomba. Nel Blocco 0/A della concessione Cabinda è stato perforato con successo il pozzo di verifica 70-4X sul giacimento 70-C.

In *Congo* è entrato in produzione il campo di Tchibeli con una produzione in quota Eni di circa 2 mila barili/giorno. Nel permesso di Foukanda sono stati perforati con successo due pozzi esplorativi. Nel permesso Mer Très Profonde Sud, operato da una compagnia europea, è stato perforato il pozzo Andromede-1 a una profondità d'acqua di circa 1.900 metri; durante le prove sono stati prodotti circa 8 mila boe/giorno (circa 2 mila in quota Eni).

In *Gabon* è stata ceduta una quota del 25% dei tre permessi esplorativi, situati nell'offshore meridionale del Paese, M'Polo, Chaillu e Meboun. L'Eni rimane operatore con una quota del 50%.

In *Nigeria* l'Eni ha stipulato con la società di Stato Nigerian Petroleum Development Company (NPDC) un contratto di servizio relativo allo sviluppo di due campi offshore a olio nel blocco OPL 91 e, a seguito di gara internazionale, ha ottenuto il blocco esplorativo OPL 244 nell'offshore profondo (quota Eni 88%) con il ruolo di operatore. A fine 2000 è stato completato un terzo pozzo esplorativo nel campo di Abo che ha erogato in prova oltre 8 mila barili/giorno. L'Eni è operatore del campo con una quota del 50,2%.

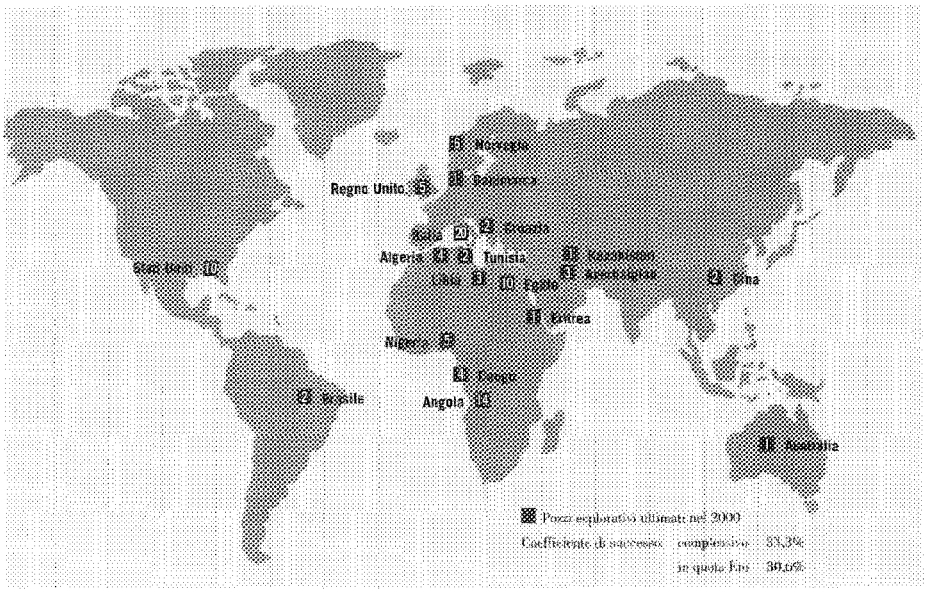


Nigeria - Campo di Kwale
Attività di perforazione
Lo sviluppo del campo
rientra nei progetti finalizzati
alla riduzione a zero del gas bruciato
in atmosfera entro il 2004

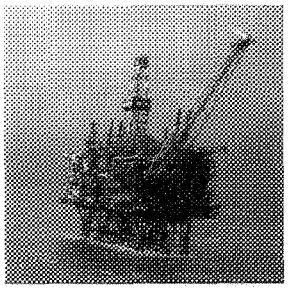
Nell'ambito del programma finalizzato alla riduzione a zero entro il 2004 del gas bruciato in atmosfera, sono in fase di sviluppo diversi progetti: tra cui Power-Generation (quota Eni 20%) che prevede la costruzione di una centrale elettrica della potenza di 450 megawatt, nei pressi della flow-station di Kwale, che utilizzerà il gas associato di Irri-Isoko (2,1 milioni di metri cubi/giorno). L'energia elettrica prodotta sarà venduta alla compagnia elettrica nigeriana (NEPA).

È in fase di costruzione il terzo treno di trattamento di GNL presso l'impianto di liquefazione di Bonny (quota Eni 10,4%) della capacità di 3,8 miliardi di metri cubi/anno che consentirà di aumentare a 11,4 miliardi la capacità complessiva dell'impianto; sono in costruzione due metaniere che si aggiungeranno alle sei di proprietà della Bonny Gas Transport per il trasporto del gas naturale liquefatto; è stata inoltre formalizzata un'opzione su altre tre unità che opereranno con un contratto di trasporto.

In *Senegal* nel gennaio 2001 è stato raggiunto un accordo tra l'Agenzia di gestione e di cooperazione che opera per il Senegal e la Guinea Bissau, la Fusion Oil & Gas e l'Eni (operatore al



Attività esplorativa



Mare del Nord
Piattaforma Tiffany
Le acquisizioni della Lasmo e della British-Borneo rafforzano la presenza dell'Eni in quest'area chiave

76,5%) riguardante il Permis Cheval Marine. L'accordo consentirà di effettuare attività di ricerca ed esplorazione nell'offshore profondo dei due paesi.

Mare del Nord In *Norvegia* sono stati perforati con esito positivo cinque pozzi esplorativi (Svale, Belladonna, Goliath, Falk, Gamma): tre nel Mare di Norvegia e due nel Mare di Barents, dove l'Eni ha operato per la prima volta. Le riserve recuperabili sono stimate complessivamente in oltre 250 milioni di barili (47 milioni in quota Eni). È stata avviata la produzione di gas naturale dei campi di Aasgard (quota Eni 7,9%) con un livello in quota Eni di 0,4 milioni di metri cubi/giorno.

In *Danimarca* (Isole Farøe) sono state ottenute, con il ruolo di operatore, due licenze per l'esplorazione offshore su un'area di 700 chilometri quadrati a una profondità d'acqua di 1.000 metri.

Resto del mondo In *Australia* è stata ottenuta una licenza esplorativa (quota Eni 25%) relativa all'area di cooperazione internazionale del Mare di Timor. L'area ha un'estensione di 2.740 chilometri quadrati a una profondità d'acqua che va da 80 a 1.300 metri.

Nel gennaio 2001 l'Eni ha dichiarato unconditional l'OPA lanciata sulla società australiana Petroz NL. L'Eni detiene l'11,8% delle azioni Petroz e ha rafforzato in tal modo la presenza nel giacimento di Bayu Undan, nel Mare di Timor, già partecipato con una quota del 6,7%.

In *Azerbaigian* prosegue l'attività esplorativa nel blocco di Kur Dashi, in cui l'Eni è operatore con una quota del 25% e dove sono presenti le tre strutture di Kur Dashi, Araz-Deniz e Kirgan Deniz. Il blocco, dell'estensione di 600 chilometri quadrati, è situato nell'offshore del Mar Caspio a circa 160 chilometri da Baku. Nel blocco Shah Deniz (quota Eni 5%), della superficie di circa 860 chilometri quadrati, la perforazione del secondo e terzo pozzo esplorativo ha delimitato l'estensione della mineralizzazione a gas e condensati del giacimento.

In *Brasile* è stata ridotta dal 55 al 45% la quota di partecipazione nel Blocco BM-C4 (Campos Basin).

In *Cina* è stato ottenuto un permesso esplorativo nel bacino di Qaidam, nella parte Centro Occidentale del Paese ed è stato firmato un accordo di Production Sharing con la compagnia di Stato CNPC che riguarda un'area di 7.000 chilometri quadrati, con riserve complessive di gas naturale, compreso il potenziale minerario, stimate in 250 miliardi di metri cubi. È entrato in produzione il pozzo HZ 26-1N, con una produzione in quota Eni di circa 2 mila barili/giorno. Il consorzio CACT (quota Eni 16,3%) ha effettuato una scoperta nel Mar Cinese Meridionale con il pozzo HZ 19-3; lo sviluppo del campo è in corso di definizione.

In *Croazia* INAGIP (quota Eni 50%) ha perforato il primo pozzo esplorativo nell'area di Aiza-Laura situata nell'offshore croato a Sud di Ivana. Il pozzo, denominato Marica 1, ha incontrato 4 livelli mineralizzati a gas e ha erogato in prova da uno dei livelli circa 90 mila metri cubi/giorno di gas naturale. È entrata in produzione la piattaforma Ivana E nel giacimento Ivana.

In *Ecuador* è stato acquistato, per il corrispettivo di 314 milioni di euro, il 60% del campo a olio di Villano situato nel Blocco 10 nella foresta amazzonica, già posseduto al 40%. Il campo di Villano ha riserve recuperabili di circa 153 milioni di barili (di cui 109 certe). Si prevede che la produzione del campo raggiungerà 31 mila barili/giorno nel 2003. Il campo di Villano è la prima attività di produzione petrolifera dell'Eni in America Latina dove il Gruppo intende rafforzare la propria posizione.

In *Iran* è stato stipulato con la società di Stato iraniana National Iranian Oil Company il contratto per lo sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas South Pars nel Golfo Persico. Il progetto (quota Eni 60%) prevede la costruzione di due piattaforme offshore in acque di circa 70 metri di profondità, la perforazione di 24 pozzi di produzione e la realizzazione di due gasdotti della lunghezza di circa 105 chilometri ciascuno che collegheranno le piattaforme con il centro gas da realizzare sulla terraferma ad Assaluyeh. I costi di sviluppo del progetto sono stimati in circa 2 miliardi di euro (1,1 in quota Eni) e saranno sostenuti in 5 anni; l'Eni svolgerà il ruolo di operatore nella fase di sviluppo e fornirà anche le tecnologie, il know-how e le risorse. L'inizio della produzione è atteso nel 2004. Il contratto di servizio è del tipo buy-back e

prevede che i costi sostenuti e la remunerazione del capitale investito, per un valore complessivo in quota Eni di 2,9 miliardi di euro, siano rimborsati mediante la produzione dei liquidi del giacimento nell'arco di 8 anni. L'Eni con la firma del contratto conferma l'intenzione di rafforzare la propria presenza nel Paese dove intende partecipare allo sviluppo di ulteriori iniziative in qualità di operatore.

Nel febbraio 2001 è stato perfezionato un ulteriore accordo con la National Iranian Oil Company per lo sviluppo del campo a olio di Balal situato nell'offshore iraniano del Golfo Persico a una profondità d'acqua di 70 metri. L'Eni partecipa all'iniziativa, con una quota del 38,25%, con altre due compagnie petrolifere internazionali. Lo sviluppo del campo è già in corso e prevede l'inizio della produzione a fine 2002 con un livello a regime di 40 mila barili/giorno (9 in quota Eni). Il contratto di servizio stipulato è del tipo buy-back e consente di sviluppare sinergie logistico-operative rafforzando la partnership che già opera su Dorood.



Nigeria - Brass
Depositi di greggio

In *Kazakistan,* nel febbraio 2001 l'Eni è stata nominata Operatore unico del PSA relativo al Progetto "North Caspian Sea", nell'offshore del Kazakistan. Alla joint venture partecipano nove compagnie petrolifere internazionali, tra cui l'Eni con una quota del 14,28%. L'area contrattuale copre 11 blocchi, per una superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. Con la perforazione del primo pozzo di commitment (KE-1) è stato scoperto nell'estate 2000 un importante giacimento di idrocarburi nella struttura di Kashagan, situata a circa 70 chilometri a Sud Est di Atyrau; il ritrovamento di Kashagan potrebbe rivelarsi una scoperta di grandissima rilevanza. Un secondo pozzo esplorativo (KW-1) a circa 40 chilometri di distanza dal primo, finalizzato alla migliore valutazione del giacimento, ha individuato la presenza di idrocarburi. Il progetto, sia per il potenziale delle strutture esistenti sia per le sfide di natura tecnologica e operativa legate alla bassa profondità d'acqua e alla presenza di ghiacci per circa sei mesi l'anno, rappresenta una iniziativa di grandissimo rilievo nell'industria petrolifera mondiale. L'Eni adotterà le più avanzate tecnologie e metodologie di lavoro per assicurare il massimo grado di tutela e di protezione dell'ambiente nell'area del Caspio Settentrionale.

Nel progetto Karachaganak (quota Eni 32,5%) sono stati stipulati i contratti per l'ulteriore sviluppo del campo con l'obiettivo di incrementare nel 2004 la produzione di petrolio e condensati dagli attuali 89 mila barili/giorno a 204 mila (rispettivamente 27 e 62 mila in quota Eni) e quella di gas naturale da 12,6 milioni di metri cubi giorno a 18 milioni (rispettivamente 3,8 e 5,5 milioni in quota Eni). Il progetto prevede la costruzione di un oleodotto di 460 chilometri da Bolshoy Chagan ad Atyrau, sulla costa del Mar Caspio Settentrionale, che si raccorderà a quello in costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium (CPC) fra il Mar Caspio e il Mar Nero (quota Eni 2%). L'oleodotto CPC, la cui entrata in esercizio è prevista all'inizio del 2002, consentirà di esportare la produzione di petrolio e condensati del campo verso i mercati occidentali.

In *Qatar* è stata approvata la seconda fase del piano di sviluppo del giacimento di petrolio offshore di Alkaliji nel Blocco 6 (quota Eni 45%) che prevede la perforazione di nove nuovi pozzi di produzione e di quattro di iniezione e la realizzazione di quattro piattaforme non presidiate. La produzione sarà trasportata tramite una nuova sealine da 20 pollici della lunghezza di 44 chilometri al terminale di El Halul, di proprietà della Qatar General Petroleum Corporation, dove sarà installato un secondo treno di trattamento da 50 mila barili/giorno portando la capacità complessiva a 85 mila barili/giorno. La produzione giornaliera aumenterà dagli attuali 30 mila barili (7 in quota Eni) al picco di 60 mila (15 mila in quota Eni) nel 2002.

In *Russia* è stato firmato un protocollo d'intenti con l'Amministrazione della Regione di Astrakhan e la società privata Stroytransgaz per la partecipazione dell'Eni al progetto esplorativo Astrakhan Nord (licenza Severo Astrakhansky). Le condizioni e i termini specifici dell'accordo per l'acquisizione del 50% dei diritti minerari della licenza sono in corso di negoziazione. Sono in corso negoziati con Gazprom per la partecipazione dell'Eni alle attività dell'area Sud.

Negli *Stati Uniti* è stata avviata la produzione nel campo Europa (quota Eni 32%) che ha raggiunto 44 mila boe/giorno (14 mila in quota Eni). Nell'offshore profondo del Golfo del Messico

(1.312 metri d'acqua) è stata effettuata una scoperta di petrolio nel blocco Atwater Valley 63 con il pozzo esplorativo AT 63-1/ST1/ST2 (Champlain, quota Eni 25%). Nel Blocco GC-563 (Timon/K2, quota Eni 13,5%) è stato perforato il secondo pozzo GC-563-1/ST1/ST2, i cui risultati sono in corso di valutazione. Le riserve recuperabili dei due giacimenti (Champlain e Timon/K2) sono stimate in oltre 280 milioni di boe (56 milioni in quota Eni). Nel Blocco MC-582 (quota Eni 25%) è stato perforato il pozzo Medusa 2 che ha confermato la stima effettuata delle riserve recuperabili del campo (5 milioni di boe in quota Eni). Sono stati conclusi due accordi con compagnie petrolifere internazionali; il primo, della durata di 5 anni, prevede la titolarità di 259 blocchi esplorativi (quota Eni tra il 12,5 e il 25%) nelle acque profonde del Golfo del Messico (da 1.000 a 2.700 metri), con una superficie complessiva di 5.200 chilometri quadrati. L'Eni parteciperà all'attività con almeno 12 pozzi esplorativi. Il secondo prevede la titolarità di 60 blocchi nelle acque profonde del Golfo del Messico (da 1.000 a 3.000 metri) per una superficie complessiva di 1.445 chilometri quadrati. L'Eni parteciperà a 5 pozzi esplorativi con quote di interesse comprese tra il 12,5 e il 25%.

In *Venezuela* è stata ottenuta dalla compagnia di Stato CVP l'autorizzazione a procedere alla realizzazione del programma di delimitazione del giacimento di Corocoro, scoperto nel 1999.

GAS NATURALE

■ È stata costituita la Rete Gas Italia SpA, che gestirà le attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale. Sono in corso le procedure per il collocamento sul mercato di una quota significativa della società

■ L'acquisto della partecipazione del 33,34% della holding energetica portoghese Galp Energia, gli accordi di cooperazione siglati con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, nonché l'acquisizione di quote di partecipazione in società di distribuzione secondaria in Argentina e Grecia si inquadrano nel programma di espansione internazionale delle attività gas per bilanciare il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico

■ È entrato nella fase esecutiva il progetto Blue Stream che consentirà a regime nel 2007 di commercializzare 16 miliardi di metri cubi di gas naturale in Turchia (8 in quota Eni)



(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ricavi	9.626	9.900	13.935
Utile operativo	2.513	2.580	3.150
Investimenti	921	905	780
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	17.109	16.475	15.663

LA RIORGANIZZAZIONE DEL SETTORE

Italia - Brisighella
Qui sotto passa il gas naturale Il rispetto e la salvaguardia dell'ambiente sono considerati da sempre delle priorità nell'attività dell'Eni

Nel 2000 è proseguita la riorganizzazione delle attività gas dell'Eni in funzione della definizione del quadro normativo e dell'evoluzione del contesto competitivo del settore in Italia. I principali passi compiuti sono i seguenti:

- in attuazione del disposto dell'art. 21, comma 1, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, nel novembre è stata costituita la Rete Gas Italia SpA, che gestirà le attività di trasporto sulla rete

primaria italiana, l'attività di dispacciamento e l'attività di rigassificazione. Entro il primo semestre 2001 saranno perfezionati i conferimenti alla Rete Gas Italia SpA della rete di gasdotti ad alta e media pressione, dell'attività di dispacciamento e del terminale di Panigaglia;



Tunisia
Raddoppio Transmed
Nel 2000 l'Eni ha investito oltre 600 milioni di euro per il potenziamento/mantenimento della rete di trasporto primaria in Italia e all'estero

- è stato definito il progetto di quotazione in borsa di una quota significativa della Rete Gas Italia SpA; il collocamento è previsto nella seconda metà del 2001, compatibilmente con il perfezionamento delle relative procedure e con la capacità di assorbimento dei mercati. L'operazione ha la finalità di trasferire le risorse finanziarie derivanti dal collocamento del business all'espansione internazionale delle attività "core" dell'Eni: la ricerca e produzione di idrocarburi e l'approvvigionamento e la commercializzazione di gas naturale;
- con efficacia economica a partire dal 1° gennaio 2001, la Snam SpA sarà incorporata nell'Eni SpA. L'operazione si inquadra nel processo di semplificazione della struttura organizzativa e societaria, di snellimento dei processi decisionali e di riduzione dei costi;
- le attività di approvvigionamento e di vendita in Italia e all'estero saranno gestite dalla Divisione Mercato nell'ambito dell'Eni SpA. I volumi di gas venduti dalla Divisione Mercato in Italia saranno trasportati dalla Rete Gas Italia SpA in base alle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

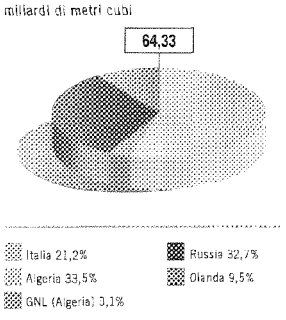
APPROVVIGIONAMENTO

Nel 2000 sono stati approvvigionati dalla distribuzione primaria 64,33 miliardi di metri cubi di gas naturale, con un aumento di 3,75 miliardi di metri cubi rispetto al 1999, pari al 6,2%. I maggiori acquisti, provenienti principalmente dall'Olanda e dalla Russia (rispettivamente 3,22 e 1,94 miliardi di metri cubi), hanno consentito di soddisfare il fabbisogno della distribuzione primaria e di immettere 2,43 miliardi di metri cubi nel sistema di stoccaggio dell'Eni per ripristinare il livello tecnico dopo gli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000. Il gas naturale importato rappresenta il 78,8% del totale degli approvvigionamenti (73,3% nel 1999). I contratti di importazione di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono clausole di "take or pay", assicureranno complessivamente dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5 Algeria 21,5 Olanda 10 e Norvegia 6).

VENDITE

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (61,25 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 1999, pari all'1,7%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite in Europa per l'Italia (1,33 miliardi di metri cubi) stante la sostanziale invarianza delle vendite in Italia (59,92 miliardi di metri cubi). In Italia le vendite sono aumentate nei seguenti settori: (i) industriale (0,77 miliardi di metri cubi, pari al 3,7%) per lo sviluppo dell'attività produttiva; (ii) delle società distributrici di energia elettrica (0,12 miliardi di metri cubi, pari all'1,5%), essenzialmente per le maggiori vendite all'Enel (3%); questi aumenti sono

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per area geografica



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1998	1999	2000
Italia	17,72	16,16	13,54
Algeria	16,83	20,40	21,56
Algeria (GNL)	1,99	2,06	2,01
Russia	16,69	19,09	21,03
Olanda	3,02	2,87	6,09
Distribuzione primaria in Italia	**56,25**	**60,58**	**64,33**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,85**	**2,81**	**3,68**
	59,10	**63,39**	**68,01**

stati assorbiti dalla flessione di 0,99 miliardi di metri cubi, pari al 3,9%, delle vendite al settore civile dovuta all'effetto climatico.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (7,89 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,19 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%, a seguito dell'effetto climatico, parzialmente compensato dall'aumento di 138 mila unità del numero dei clienti serviti (5,45 milioni al 31 dicembre 2000). Il numero dei Comuni serviti al 31 dicembre 2000 era di 1.254 unità (1.130 unità al 31 dicembre 1999). Nell'esercizio sono stati venduti 6,34 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili, con una flessione del 3,8% rispetto al 1999, equivalenti in termini di volume a circa il 27% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia (stessa quota nel 1999), e 1,58 miliardi di metri cubi a clienti industriali non direttamente forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni.

Nella strategia di alleanze con i Comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, nel febbraio 2000 è stato stipulato un accordo con il Comune di Napoli per la gestione dei servizi di distribuzione del gas e dell'acqua mediante la costituzione di una nuova società mista.

Complessivamente le vendite dell'Eni ai clienti finali in Italia, comprese quelle effettuate mediante imprese di distribuzione controllate, sono state di circa 41,5 miliardi di metri cubi, pari al 58% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (3,48 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,81 miliardi di metri cubi, pari al 30,3%, a seguito essenzialmente dell'entrata nell'area di conso-



Italia - Terranuova Bracciolini
Il ripristino del terreno dopo la posa di un gasdotto è tra gli esempi più significativi dell'impegno dell'Eni nel campo ambientale

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1998	1999	2000
Civile (1)	24,21	25,25	24,26
Industria (2)	19,98	20,97	21,74
Produttori industriali di energia elettrica (2)	4,99	4,91	4,65
Società distributrici di energia elettrica (2)	5,48	8,10	8,22
Altre (3)	1,03	1,01	1,05
Distribuzione primaria in Italia	**55,69**	**60,24**	**59,92**
Europa per l'Italia			1,33
Distribuzione primaria	**55,69**	**60,24**	**61,25**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,73**	**2,67**	**3,48**
	58,42	**62,91**	**64,73**

(1) Vendite effettuate a imprese locali di distribuzione; sono incluse le vendite a piccole industrie con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno effettuate per il tramite di imprese di distribuzione secondaria.

(2) Dal 1999 sono state classificate nelle vendite all'industria e alle società distributrici di energia elettrica alcune vendite precedentemente allocate nel segmento dei produttori industriali di energia elettrica. Gli effetti della riclassifica sui dati del 1998 sono i seguenti: maggiori vendite all'industria e alle società distributrici di energia elettrica rispettivamente di 1,19 e 0,31 miliardi di metri cubi e minori vendite ai produttori industriali di energia elettrica di 1,50 miliardi di metri cubi.

(3) Comprende le vendite ai settori chimico e per autotrazione e le esportazioni.

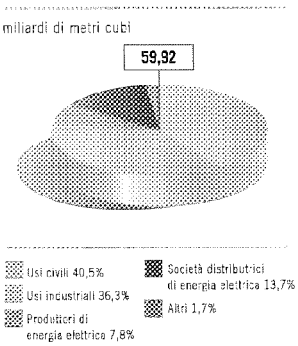
Volumi di gas naturale trasportati per conto terzi

(miliardi di metri cubi)

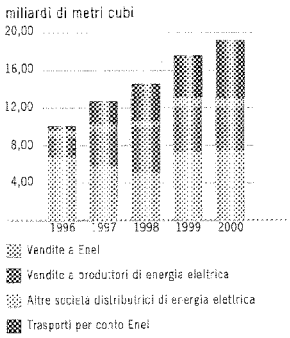
	1998	1999	2000
Italia	**6,07**	**6,90**	**9,45**
Enel	4,04	4,50	6,20
Terzi produttori/importatori	1,62	2,00	2,66
Transiti destinati all'estero	0,41	0,40	0,59
Estero (1)	**3,90**	**4,39**	**5,25**
	9,97	**11,29**	**14,70**

(1) Non considera i volumi provenienti dall'estero transitati sulla rete italiana.

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione

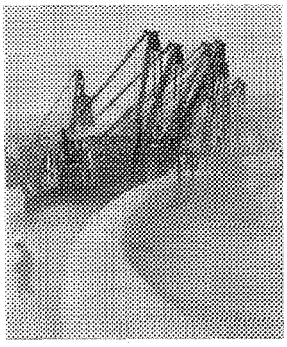


Volumi di gas naturale venduti e trasporti per conto terzi in Italia destinati al settore termoelettrico



lidamento delle società di distribuzione secondaria di gas naturale Distribuidora de Gas Cuyana SA in Argentina e Adriaplin Doo in Slovenia (complessivamente 0,90 miliardi di metri cubi).

Con deliberazione n. 193 del 22 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto una riduzione a partire dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza siano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. L'Eni e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia chiedendo l'annullamento della delibera. Con sentenza depositata il 15 febbraio 2001 il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso dell'Eni, annullando la deliberazione dell'Autorità; il 16 marzo l'Autorità ha proposto il ricorso al Consiglio di Stato chiedendo la sospensione della sentenza.



Egitto
Posa pipeline Intersinai
I progetti definiti di sviluppo all'estero assicurano a oggi la vendita di 9 dei 10 miliardi di metri cubi di gas naturale annunciati per il 2003

Il 3 maggio 2000 è stato rinnovato con Confindustria l'accordo per le forniture industriali che prevede riduzioni di prezzo differenziate per tipologia di fornitura (continua o interrompibile) e per volumi ritirati; l'accordo, applicato anche alle aziende industriali servite dalle reti di distribuzione secondaria, è scaduto il 21 giugno 2000 con l'entrata in vigore del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164. I contratti in essere con i clienti rimangono in vigore pro tempore in attesa della pubblicazione del codice di rete e delle tariffe per il trasporto e lo stoccaggio.

TRASPORTI PER CONTO TERZI

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (14,7 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 5,25 trasportati all'estero per consegne sui mercati locali) sono aumentati di 3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi trasportati per conto Enel (1,79 miliardi di metri cubi) per l'entrata a regime degli accordi di swap tra Enel e Gaz de France che comportano la rigassificazione presso il terminale di Panigaglia di GNL di provenienza algerina, il successivo vettoriamento del gas naturale rigassificato e il trasporto di gas naturale proveniente dalla Russia alle centrali termoelettriche dell'Enel (3,9 miliardi di metri cubi/anno a regime nel 2002); (ii) dei maggiori volumi trasportati per conto della Edison Gas (0,58 miliardi di metri cubi) in adempimento dell'accordo ventennale stipulato nel 1999 ed esecutivo dal 2000 per il trasporto di gas naturale di provenienza russa (2 miliardi a regime nel 2002); (iii) dei volumi trasportati dalla Distribuidora de Gas Cuyana SA in Argentina (0,91 miliardi di metri cubi).

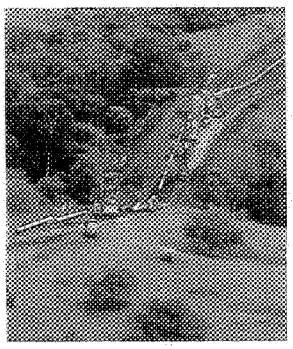
INIZIATIVE DI SVILUPPO

L'Eni, nell'ambito della strategia di diversificazione geografica delle attività del settore Gas Naturale, è impegnata in numerose iniziative di sviluppo in mercati esteri previsti in forte espansione. La crescita dei volumi di gas naturale commercializzato all'estero (previsti in 10 miliardi di metri cubi al 2003, il 90% dei quali oggetto di contratti o accordi già definiti) bilancerà il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico in considerazione dei limiti dimensionali imposti agli operatori dalla nuova regolamentazione del settore in Italia.

Nel gennaio 2000 è stato definito l'acquisto della partecipazione del 33,34% nella Galp, Petroleos e Gas de Portugal per il corrispettivo di 964 milioni di euro. Gli altri azionisti della società sono lo Stato portoghese (34,81%), Electricidade de Portugal (14,27%), Caixa Geral de Depositos (13,5%) e Iberdrola (4%). La Galp (ora Galp Energia) è una holding energetica portoghese presente nella distribuzione primaria e secondaria di gas naturale e nel downstream petrolifero. Nel luglio 2000, con l'approvazione della Commissione Europea, è stato perfezionato il trasferimento delle azioni della Galp Energia all'Eni a fronte del pagamento del corrispettivo. L'Eni svolgerà il ruolo di partner strategico di Galp Energia nello sviluppo congiunto di progetti industriali nei settori del petrolio e del gas naturale nel mercato iberico e in altri paesi di lingua portoghese di comune interesse, quale il Brasile. L'iniziativa consente all'Eni di assumere una posizione di rilievo nel mercato del gas naturale in Portogallo e offre una solida base per l'accesso al mercato spagnolo tramite la partecipazione della Galp Energia a due infrastrutture chiave di importazione: il gasdotto Transmaghrebino e il terminale GNL di Sines in fase di costruzione. Nel 2000 Galp Energia, tramite le proprie controllate operanti nel settore del Gas Naturale, ha commercializ-

zato circa 2,3 miliardi di metri cubi di gas naturale, servendo oltre 450 mila clienti e gestendo una rete di distribuzione di oltre 6.900 chilometri.

Sono stati firmati con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, accordi di cooperazione nei settori gas ed elettrico che prevedono: (i) lo sviluppo congiunto delle attività di marketing e trading di gas naturale in Spagna attraverso la partecipazione dell'Eni al capitale della società Iberdrola Gas. L'obiettivo è di raggiungere nel 2005 una quota del 15-20% del mercato spagnolo del gas naturale in via di liberalizzazione, con consumi stimati in circa 27 miliardi di metri cubi/anno; (ii) la fornitura a Iberdrola da parte dell'Eni per 15 anni, a partire dal 2002, di circa 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale destinato alle centrali spagnole a ciclo combinato di Castellón, con una potenza installata di 800 megawatt, e di Castejón, con una potenza installata di 400 megawatt; (iii) il coinvolgimento attivo di Iberdrola nei piani di sviluppo dell'Eni nel settore elettrico italiano.



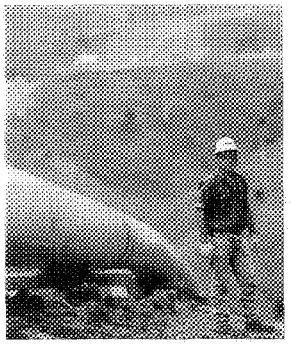
Italia
Posa di condotte
La rete di trasporto dell'Eni
è in fase di conferimento
alla neo costituita Rete Gas Italia SpA,
di cui è previsto il collocamento in borsa
nella seconda metà del 2001

Nel 1999 è stata costituita la Blue Stream Pipeline Company BV, società di scopo paritetica tra Eni e Oao Gazprom, per la costruzione, il finanziamento e la gestione del sistema di trasporto di gas naturale che collegherà la costa della Federazione Russa a quella della Turchia attraverso il Mar Nero. Nel novembre 1999 Blue Stream Pipeline Company BV ha stipulato con Saipem SpA, Bouygues Offshore SA, Katran-K (del gruppo Bouygues) e un consorzio giapponese il contratto per la progettazione, l'ingegneria di dettaglio, l'approvvigionamento dei materiali, la costruzione della centrale di compressione di Berogovaya (sulla costa russa del Mar Nero) e la posa di due condotte sottomarine. Il gasdotto consentirà il trasporto di gas naturale di provenienza russa che sarà fornito in misura paritetica da Eni e Gazprom alla Botas in Turchia. Nel corso del 2000 è stato definito il regime fiscale applicabile al progetto e sono stati firmati gli accordi con Botas e con gli enti finanziatori che completano la struttura societaria, contrattuale, commerciale e finanziaria del progetto che in tal modo entra nella fase esecutiva. La fornitura di gas naturale, che inizierà nel 2001 attraverso la prima condotta, avrà una durata di 25 anni; nel 2004 i volumi di gas naturale trasportati e commercializzati sono previsti in 7 miliardi di metri cubi (3,5 in quota Eni), per raggiungere a regime, nel 2007, 16 miliardi di metri cubi (8 in quota Eni).

Nel marzo l'Eni, Oao Gazprom e Gaztelecom, società controllata da Gazprom, hanno firmato un accordo per iniziative congiunte nel settore delle telecomunicazioni. L'accordo ha come obiettivo lo studio per la posa di fibre ottiche ad alta capacità trasmissiva lungo il gasdotto Blue Stream. L'intesa prevede inoltre progetti di interconnessione in fibra ottica dalla Russia verso il Centro e il Nord Europa (Berlino ed Helsinki). In futuro la collaborazione potrà estendersi all'ampliamento della rete verso l'Asia Sud Orientale e l'Europa Mediterranea.

Nel maggio è stata consolidata la presenza in Argentina con l'acquisto, per il corrispettivo complessivo di 216 milioni di euro, della partecipazione di controllo nella società Distribuidora de Gas Cuyana SA e di un'ulteriore quota di partecipazione nella Distribuidora de Gas del Centro SA operanti nella distribuzione secondaria del gas rispettivamente nelle aree di Mendoza e Cordoba.

Nel maggio l'Eni si è aggiudicata in Grecia la gara per la privatizzazione delle società di distribuzione secondaria di gas naturale ("EPA") di Salonicco (circa un milione e mezzo di abitanti) e della Tessaglia (circa 500 mila abitanti). L'acquisizione della quota del 49% del capitale sociale di entrambe le società è stata perfezionata e ha comportato l'esborso di 153 milioni di euro all'EPA Salonicco e di 39 milioni di euro all'EPA Tessaglia; le somme sono destinate alla realizzazione degli investimenti necessari allo sviluppo delle reti di distribuzione. Le due società sono titolari per trenta anni della licenza di distribuzione di gas naturale nelle rispettive aree ai clienti residenziali e alle industrie con consumi fino a 10 milioni di metri cubi/anno, nonché del diritto d'uso delle reti di distribuzione. Il 51% del capitale delle società e le reti di distribuzione sono di proprietà della società EDA, i cui azionisti sono la Società Nazionale di trasporto DEPA (di maggioranza) e gli enti locali. L'Eni avrà la gestione operativa delle società nonché il diritto di opzione su eventuali cessioni di azioni da parte EDA. A regime, nel 2015, le vendite di gas naturale delle due società supereranno gli 800 milioni di metri cubi all'anno, i clienti serviti raggiungeranno 375 mila unità.



Italia
Raddoppio Transmed

Nell'ottobre Eni, Oao Gazprom e importanti società europee hanno firmato l'accordo per lo studio e lo sviluppo di un progetto di collegamento del gasdotto Yamal-Europa con la Slovacchia. La nuova infrastruttura, della lunghezza di 600 chilometri, si connetterà con le linee dirette verso l'Italia, la Francia e la Germania attraversando la Bielorussia, la Polonia e la Slovacchia. La realizzazione del gasdotto, che avrà una capacità di trasporto a regime di 60 miliardi di metri cubi di gas naturale/anno, rafforza ulteriormente la sicurezza e la stabilità degli approvvigionamenti europei.

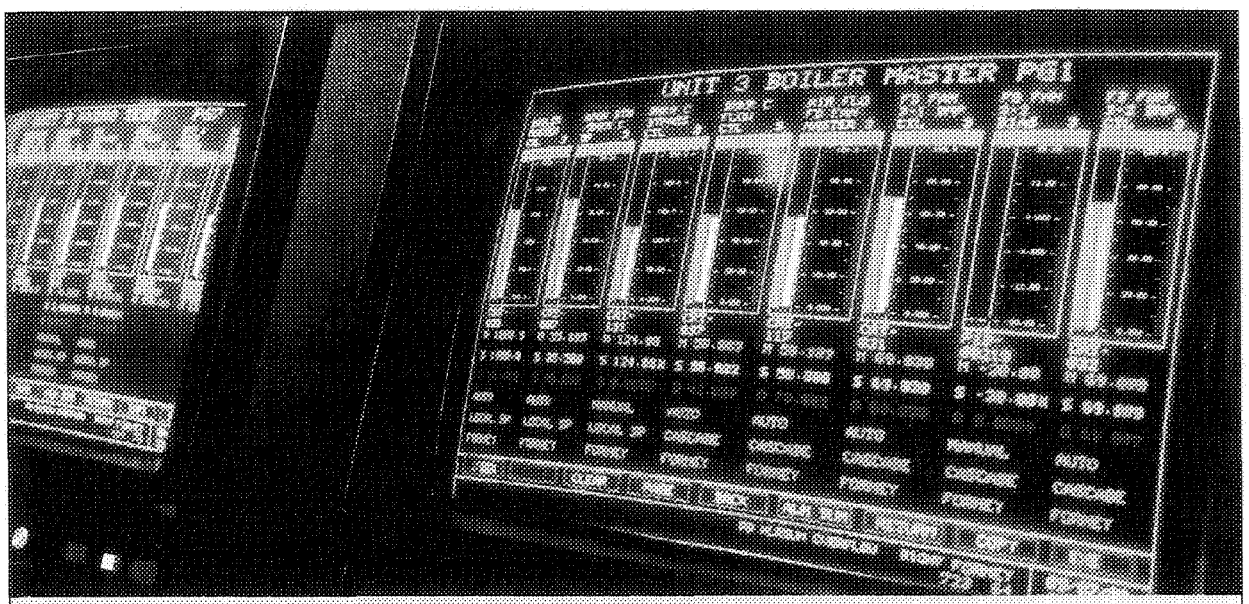
Nel dicembre l'Eni, unitamente ad altre quattro importanti compagnie europee, è stata selezionata per entrare a far parte della società costituita dalla spagnola Cepsa e dalla compagnia di Stato algerina Sonatrach per lo studio di realizzazione del gasdotto sottomarino Medgaz, che collegherà l'Algeria all'Europa attraverso la Spagna. L'infrastruttura costituirà una nuova via di approvvigionamento di gas naturale per l'intera Europa e consentirà all'Eni di contribuire al soddisfacimento della domanda di energia della Penisola Iberica, dove l'Eni vanta già una forte presenza grazie alle alleanze strategiche con Iberdrola e Galp Energia.

Nel marzo 2001 è stato firmato con la BP e l'Egyptian General Petroleum Company l'accordo per lo sviluppo di un impianto di liquefazione di GNL in Egitto e per la relativa commercializzazione. L'impianto sarà costruito sulla costa mediterranea nei pressi del porto di Damietta e avrà a regime una capacità iniziale di circa 4,5 miliardi di metri cubi all'anno. L'avvio della produzione è previsto nel 2004. L'accordo prevede la costituzione di una Project Company partecipata da Eni, BP, EGPC che si occuperà della progettazione, realizzazione e gestione dell'infrastruttura. La commercializzazione del gas naturale liquefatto prodotto dall'impianto sarà effettuata dall'Eni e dalla BP prevalentemente nei mercati euro-mediterranei. L'accordo consentirà di valorizzare la crescente disponibilità di gas naturale dell'Eni che proviene in larga parte dai campi a mare prospicienti il delta del Nilo.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2000 sono stati effettuati investimenti per 780 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 39 milioni di euro), con una riduzione di 126 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 13,9%. Gli investimenti nella distribuzione primaria di 450 milioni di euro (542 nel 1999) hanno riguardato in particolare lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e distribuzione in Italia (153 milioni di euro) nonché il potenziamento del sistema di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (162 milioni di euro). Gli investimenti nella distribuzione secondaria di 295 milioni di euro (298 nel 1999) hanno riguardato principalmente lo sviluppo e l'estensione della rete urbana in Italia.

GENERAZIONE ELETTRICA



	(milioni di €) 2000
Ricavi	492
Utile operativo	28
Investimenti	14
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	437

	2000
Acquisti:	
Gas Naturale (milioni di metri cubi)	827
Altri combustibili (migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	830
Vendite:	
Energia elettrica (gigawattora)	4.766
Vapore (migliaia di tonnellate)	9.525
Potenza installata (megawatt)	**985**

Italia - Ravenna
Centrale turbogas, sala di controllo

Nel 2000 le vendite di energia elettrica sono state di 4.766 gigawattora, di cui il 18,5% ad altri settori dell'Eni; le vendite di vapore sono state di 9,5 milioni di tonnellate. Sono stati approvvigionati 827 milioni di metri cubi di gas naturale e 830 mila tonnellate di petrolio equivalente di altri combustibili.

Il settore, che dispone di una potenza installata di 985 megawatt, sta attuando un programma di sviluppo della capacità di generazione di oltre 3 mila megawatt presso i propri siti industriali di Sannazzaro/Ferrera, Mantova, Ravenna, Brindisi, Ferrara. Nel corso del 2000 sono stati avviati gli iter autorizzativi, completata la fase di ingegneria e commissionate le macchine per la realizzazione di otto impianti di generazione a ciclo combinato.

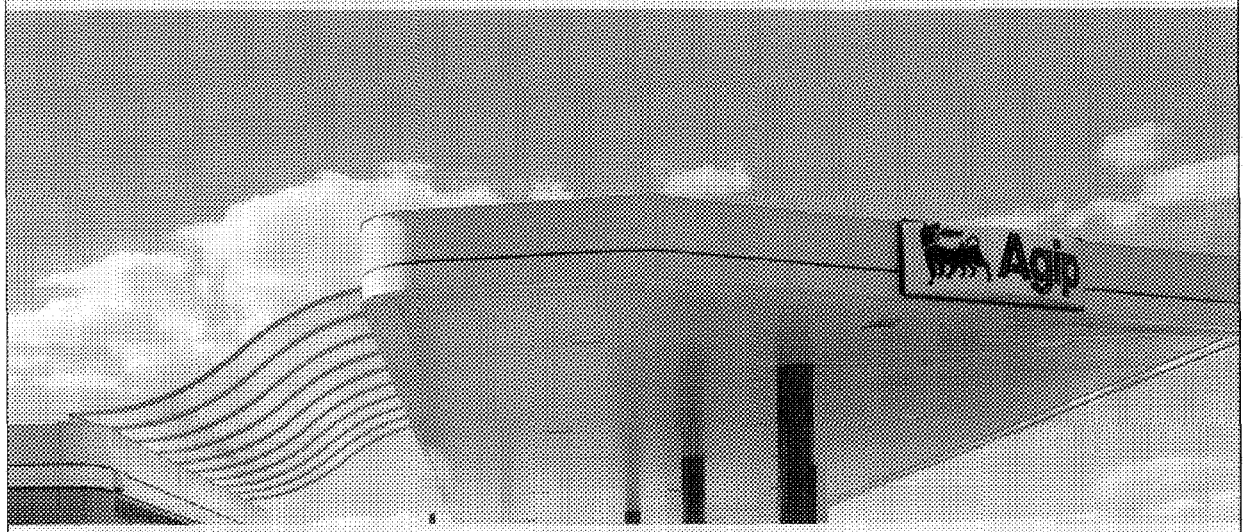
L'Eni nel febbraio 2001 attraverso la propria controllata EniPower e la società elettrica Electrabel hanno presentato l'offerta non vincolante per l'acquisto di Elettrogen, la generation company da 5,5 gigawatt messa in vendita dall'Enel. In data 7 marzo 2001 l'Eni ha ricevuto dagli advisors dell'Enel la comunicazione di non essere stata ammessa a partecipare al secondo round della procedura di vendita.

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione e riqualificazione della rete in Italia con la chiusura di stazioni di servizio marginali, le cessioni a terzi e lo sviluppo della rete portante. L'erogato medio è aumentato del 2,3%

■ Gli acquisti della partecipazione nella Galp Energia, di 545 stazioni di servizio nelle aree Centrale e Meridionale del Brasile e di 21 grandi stazioni di servizio nel Sud della Francia si inquadrano nella strategia di sviluppo selettivo in aree con interessanti prospettive di crescita (Centro Europa, Penisola Iberica e Brasile). Parallelamente è stato sostanzialmente completato il disimpegno dalle aree geografiche marginali

■ Le azioni di razionalizzazione e dismissione hanno consentito una riduzione dei costi di circa 105 milioni di euro



	1998	1999	2000
Ricavi	10.374	14.415	25.462
Utile operativo	730	478	986
Investimenti	586	524	533
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	18.406	17.061	16.130

Spagna - Burgos
Area di servizio Agip Sarracin
Con l'acquisizione del 33,34% della Galp Energia, l'Eni consolida la presenza nel downstream della Penisola Iberica

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2000 sono state acquistate 64,00 milioni di tonnellate di greggio (56,40 nel 1999), di cui 30,68 dal settore Esplorazione e Produzione, 21,12 dai paesi produttori con contratti a termine e 12,20 sul mercato spot. La ripartizione del greggio acquistato per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Settentrionale, 22 dall'Africa Occidentale, 17 dal Medio Oriente, 9 dai paesi dell'ex Unione Sovietica, 9 dal Mare del Nord, 7 dall'Italia e 11 da altre aree. Sul totale delle quantità acquistate, 26,26 milioni di tonnellate sono state commercializzate, con un incremento di 6,22 milioni di tonnellate rispetto al 1999, pari al 31%, dovuto essenzialmente alla commercializzazione del greggio cinese Nanhai (5,13 milioni di tonnellate) di cui l'Eni è stato unico marketer nel 2000 per conto del consorzio CACT (nel 2001 il greggio sarà commercializzato da altro partner del consorzio). Sono stati inoltre acquistati 3,83 milioni di tonnellate di semilavorati (4,47 nel 1999) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 14,69 milioni di tonnellate di prodotti (13,24 nel 1999) per la vendita sui mercati esteri (10,15 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (4,54 milioni di tonnellate).

RAFFINAZIONE

Nel 2000 le lavorazioni in Italia e all'estero (44,68 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,25 milioni di tonnellate rispetto al 1999, pari al 2,9%, a seguito del positivo andamento dello scenario di raffinazione che ha reso remunerative anche le lavorazioni marginali a ciclo semplice, in particolare nel secondo semestre. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà, considerando anche le lavorazioni in conto terzi di 3,41 milioni di tonnellate, è aumentato dal 96 al 99%. Il 31,6% del petrolio lavorato è di produzione Eni (33,6% nel 1999).

In dicembre è stato definito con la Saras il nuovo contratto di lavorazione finalizzato alla copertura del fabbisogno della Sardegna che prevede la riduzione delle lavorazioni in conto Eni di oltre 2,5 milioni di tonnellate (da 4,7 a 2,2 milioni di tonnellate). L'accordo si inquadra nella strategia dell'Eni di riduzione della capacità di raffinazione e di aumento dei margini di flessibilità nella gestione del supply.

Nel 2000 è stato messo a punto con la Esso Italiana un progetto di integrazione e razionalizzazione delle raffinerie di Priolo dell'Eni e di Augusta della Esso con la finalità di realizzare un polo in grado di competere sul mercato internazionale e di fronteggiare i fattori di crisi strutturale del settore della raffinazione in Europa. L'iniziativa prevede la costituzione nel corso del 2001 di una società partecipata dai due soci, alla quale saranno conferiti gli impianti per la produzione di carburanti e di combustibili delle raffinerie, che realizzerà in circa due anni gli adeguamenti necessari all'integrazione delle attività. È prevista la cessione alla Erg Petroli di impianti per la produzione di benzine e di alcuni serbatoi. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sulla base della comunicazione di intesa presentata dalle società, ha aperto un'istruttoria le cui risultanze sono state comunicate nell'ottobre 2000. Al fine di tener conto delle osservazioni formulate dall'Autorità, le parti stanno apportando delle modifiche al progetto originario che saranno presentate entro il maggio 2001. Il pronunciamento dell'Autorità è previsto entro l'ottobre 2001.



Germania - Monaco di Baviera
Punto di ristorazione Ciao Agip

LOGISTICA

È proseguita l'attuazione del disegno strategico volto a costituire joint venture con i più importanti operatori petroliferi nazionali e internazionali con l'obiettivo di ridurre i costi, di migliorare

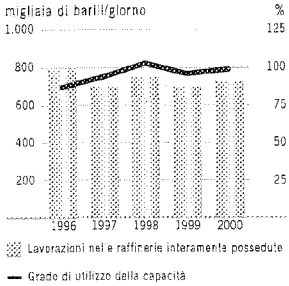
Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1998	1999	2000
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	34,05	32,00	32,93
Lavorazioni in conto terzi	(3,24)	(2,78)	(3,41)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	7,90	8,08	8,41
Consumi e perdite	(1,94)	(2,07)	(2,11)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**36,77**	**35,23**	**35,82**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,74	5,45	4,33
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(6,51)	(5,23)	(4,59)
Prodotti venduti	**36,00**	**35,45**	**35,54**
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	**3,33**	**3,08**	**3,07**
Acquisti di prodotti e variazione scorte	8,35	8,06	10,27
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	6,51	5,23	4,58
Prodotti venduti	**18,19**	**16,37**	**17,92**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**54,19**	**51,82**	**53,46**

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

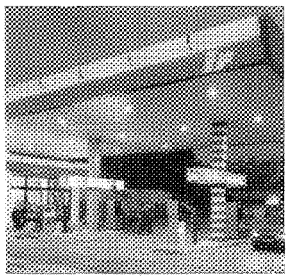
Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



l'efficienza gestionale e di sviluppare l'offerta innovativa di servizi integrati. Sono operative le joint venture nelle aree di Vado Ligure, di Venezia e di Ravenna.

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (53,46 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,64 milioni di tonnellate rispetto al 1999, pari al 3,2%, a seguito principalmente dell'aumento delle vendite alle società petrolifere e ai trader (3,17 milioni di tonnellate), parzialmente assorbito dalle flessioni registrate sui mercati rete ed extrarete in Italia e all'estero (970 mila tonnellate).



Italia - Pesaro
Area di servizio IP
Lo sviluppo della rete portante e la chiusura delle stazioni di servizio marginali hanno consentito di incrementare del 2,3% l'erogato medio

Vendite rete Italia

Nel 2000 l'Eni ha proseguito l'azione di ristrutturazione della rete (propria e convenzionata) mediante la chiusura delle stazioni di servizio marginali e lo sviluppo della rete portante (stazioni di servizio ad alto erogato e ad alto potenziale non oil). Compatibilmente con l'esigenza di salvaguardarne il valore, si procederà alla cessione di stazioni di servizio o ad accordi di scambio con altri operatori in Europa nelle aree di interesse fino a ridurre al 30% la quota di mercato entro il 2003 con il conseguimento di standard europei in termini di erogato e di servizi al cliente.

Le vendite (11,57 milioni di tonnellate) sono diminuite di 280 mila tonnellate, pari al 2,4%, a seguito essenzialmente della riduzione del numero delle stazioni di servizio. La quota di mercato è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 41,0 al 40,2%; l'erogato medio è aumentato del 2,3% (da 1.530.000 a 1.565.000 litri).

Al 31 dicembre 2000 la rete di distribuzione era costituita da 9.045 stazioni di servizio (di cui circa il 70% di proprietà), con una riduzione di 380 unità rispetto al 31 dicembre 1999 dovuta alla chiusura di 304 unità, alla cessione di 103 e all'apertura di 27 nuove stazioni di servizio.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente è continuato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 2000, circa 5 mila stazioni di servizio erano dotate di un sistema elettronico per la gestione delle carte di pagamento aziendali.

Nell'ambito della strategia di sviluppo delle attività retail non oil, sono stati acquistati: (i) il 50% del capitale sociale della HRF Fini, ora Finifast, società di ristorazione con una forte presenza sul mercato autostradale titolare del diritto di utilizzo ventennale del marchio Fini; (ii) i diritti di master franchisor, con l'esclusiva per il canale petrolifero, di alcuni marchi di operatori internazionali del settore della ristorazione.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

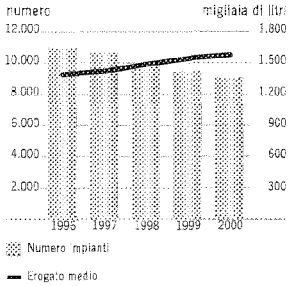
(milioni di tonnellate)

	1998	1999	2000
Rete (1)	12,02	11,85	11,57
Extrarete (1)	11,73	11,42	11,10
	23,75	**23,27**	**22,67**
Petrolchimica	5,75	5,38	4,93
Altre vendite (2)	6,50	6,80	7,94
Vendite in Italia	**36,00**	**35,45**	**35,54**
Rete	3,46	3,91	3,78
Extrarete	6,20	6,40	6,16
	9,66	**10,31**	**9,94**
Altre vendite (2)	8,53	6,06	7,98
Vendite all'estero	**18,19**	**16,37**	**17,92**
	54,19	**51,82**	**53,46**

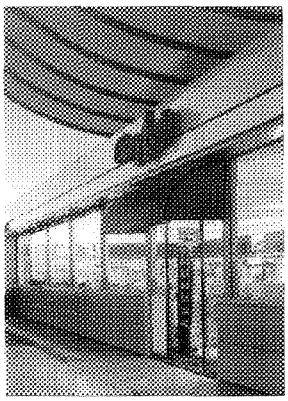
(1) A partire dal 1999 è stato modificato il criterio di ripartizione delle vendite tra rete ed extrarete in Italia per tener conto esclusivamente dei prodotti venduti su punti vendita con marchi Agip e IP. I volumi del 1998 sono stati conseguentemente riclassificati.

(2) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Impianti rete in Italia ed erogato medio



Nel giugno l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha inflitto all'AgipPetroli SpA una sanzione pecuniaria di 112 milioni di euro per l'asserita violazione dell'art. 2 della legge 287/90 in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere. L'11 novembre 2000 il Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha respinto il ricorso dell'AgipPetroli contro la deliberazione dell'Autorità. La sentenza del TAR è stata impugnata di fronte al Consiglio di Stato, che non ha ancora deciso nel merito.



Spagna - Burgos
Punto ristoro di area di servizio Agip
Sono stati conclusi accordi
con importanti operatori
della ristorazione nell'ambito
della strategia di sviluppo
del retail non oil

Vendite rete estero

All'estero è proseguita l'attuazione del processo di razionalizzazione del portafoglio di attività con il disimpegno dalle aree geografiche marginali e lo sviluppo nelle aree a presenza consolidata e con interessanti prospettive di crescita.

- L'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp Energia (v. "Iniziative di sviluppo" nel settore Gas Naturale) consente all'Eni di integrare lo sviluppo delle proprie attività con quelle della Società nel downstream in Spagna, nonché di sviluppare progetti industriali di comune interesse. La Galp Energia, attraverso la controllata Petrogal, è leader in Portogallo nella raffinazione, distribuzione e vendita di prodotti petroliferi: possiede due raffinerie (con una capacità complessiva di 15,2 milioni di tonnellate/anno) e una rete di vendita di 1.094 stazioni di servizio, con una quota di mercato del 42% e un erogato medio di 2,3 milioni di litri; detiene inoltre una quota di mercato del 43,5% nel GPL. Alla Galp Energia fa capo il 90% degli asset di logistica del Paese. La Galp Energia opera anche in Spagna con una rete di 192 stazioni di servizio.
- Nel febbraio è stato concluso l'accordo con la Shell Brazil per l'acquisto, per il corrispettivo di 72 milioni di euro, della Lesh SA che dispone di 287 stazioni di servizio e di 6 depositi negli stati del Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiàs e Tocantins. L'acquisto della società, che è stata successivamente incorporata dall'Agip Distribuidora SA, consentirà all'Eni di aumentare di circa 500 mila tonnellate le proprie vendite annuali di carburanti sui canali rete ed extrarete facendo salire dal 5 all'8% la propria quota di mercato nell'area centrale del Paese. Nel febbraio 2001 è stato definito un ulteriore accordo con Shell Brazil per l'acquisto, per il corrispettivo di circa 35 milioni di euro, di 258 stazioni di servizio, tre depositi e la partecipazione del 20-25% in altri tre nel Sud del Brasile.
- Sono state acquistate dalla Total Fina Elf per il corrispettivo di 30 milioni di euro 21 stazioni di servizio nel Sud della Francia, con un erogato medio di 5,7 milioni di litri.
- Nel secondo semestre 2000 sono state cedute le quote di partecipazione possedute nelle società di distribuzione africane Agip Côte d'Ivoire, Agip Ethiopia, Agip Uganda, Agip Eritrea e Agip Kenya. L'Eni intende completare la dismissione delle società africane entro il 2001.

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete all'estero (3,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di 130 mila tonnellate, pari al 3,3%, a seguito essenzialmente delle dismissioni.

Al 31 dicembre 2000 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.040 stazioni di servizio (3.064 al 31 dicembre 1999), con una diminuzione di 24 unità, pari allo 0,8%, dovuta alla cessione di 338 unità in Africa, parzialmente assorbita dall'acquisizione di 287 unità in Brasile e dall'apertura di nuove unità, prevalentemente in Brasile e nell'Europa Centro Orientale.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,10 milioni di tonnellate) sono diminuite di 320 mila tonnellate, pari al 2,8%, a seguito della diminuzione dei consumi nazionali. La quota di mercato complessiva è rimasta sostanzialmente invariata (24,0%).

È proseguito il processo di razionalizzazione del comparto extrarete mediante una organizzazione strutturata per linee di business al fine di aumentare la capacità di operare su mercati/prodotto molto differenziati, con particolare attenzione alle vendite dirette ai consumatori finali.

Le vendite alla Petrolchimica (4,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 450 mila tonnellate, pari all'8,4%, a seguito essenzialmente del trasferimento delle centrali elettriche a EniPower; le

altre vendite (7,94 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,14 milioni di tonnellate, pari al 16,8%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite a società petrolifere e a trader, in particolare di benzine e di olio combustibile.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (6,16 milioni di tonnellate) sono diminuite di 240 mila tonnellate, pari al 3,8%, a seguito essenzialmente della dismissione delle attività in Africa. Le altre vendite all'estero (7,98 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,92 milioni di tonnellate, pari al 31,7%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite a società petrolifere.



Spagna - Madrid
Area di servizio di Alcobendas

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (856 mila tonnellate) sono diminuite di 15 mila tonnellate, pari all'1,7%; la quota di mercato (22,0%) è diminuita di 0,9 punti percentuali.

Le vendite all'estero (1,86 milioni di tonnellate) sono rimaste invariate. Le quote di mercato in Brasile (21,3%) e in Ecuador (37,5%) sono diminuite rispettivamente di 0,9 e 2,0 punti percentuali a seguito della maggiore pressione competitiva dovuta ai processi di liberalizzazione in atto.

E-business/e-commerce

Sono state definite le linee strategiche che puntano a consolidare la posizione competitiva del Settore sfruttando le potenzialità di internet. In particolare, sono in corso attività volte alla fidelizzazione dei clienti attraverso l'offerta di prodotti e di servizi innovativi e all'integrazione dei sistemi e dei processi aziendali con quelli dei principali clienti e fornitori.

Nel "Portale Rete" sono attive le prime funzionalità dedicate ai gestori delle stazioni di servizio finalizzate a migliorare il livello dei servizi offerti e l'efficienza dei processi gestionali. Nel "Portale AgipPetroli", oltre alla presentazione delle attività e dei prodotti e servizi, sono attive le seguenti applicazioni:

- AgipShipping: vetrina della flotta di trasporto di greggi e di prodotti petroliferi dell'Eni; a supporto dell'acquisto e della vendita di capacità di trasporto;
- AgipTrading: a supporto delle operazioni di trading di greggi, di semilavorati e di prodotti finiti;
- MultiCard: offre servizi agli operatori professionali del settore autotrasporto;
- AgipMarine: offre agli operatori del trasporto via mare l'opportunità di acquistare on line combustibili e lubrificanti;
- Buy & Drive: shop on line per il consumatore di lubrificanti, prodotti per la cura dell'auto/moto e prodotti gastronomici.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2000 sono stati effettuati investimenti per 533 milioni di euro, con un aumento di 9 milioni di euro rispetto al 1999, pari all'1,7%. Gli investimenti nella raffinazione e nella logistica in Italia (143 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il mantenimento dell'efficienza degli impianti e il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente. Gli investimenti nella distribuzione di prodotti petroliferi sulla rete Italia (196 milioni di euro) sono stati finalizzati alla ristrutturazione, al potenziamento e alla costruzione di nuovi impianti (76 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (83 milioni di euro riferiti in particolare alle apparecchiature di recupero vapori). Gli investimenti all'estero (122 milioni di euro), che rappresentano il 23% del totale, hanno riguardato in particolare il potenziamento della rete nell'Europa Centro Orientale (70 milioni di euro) e l'attività GPL in Brasile (34 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 133 milioni di euro (25% del totale).

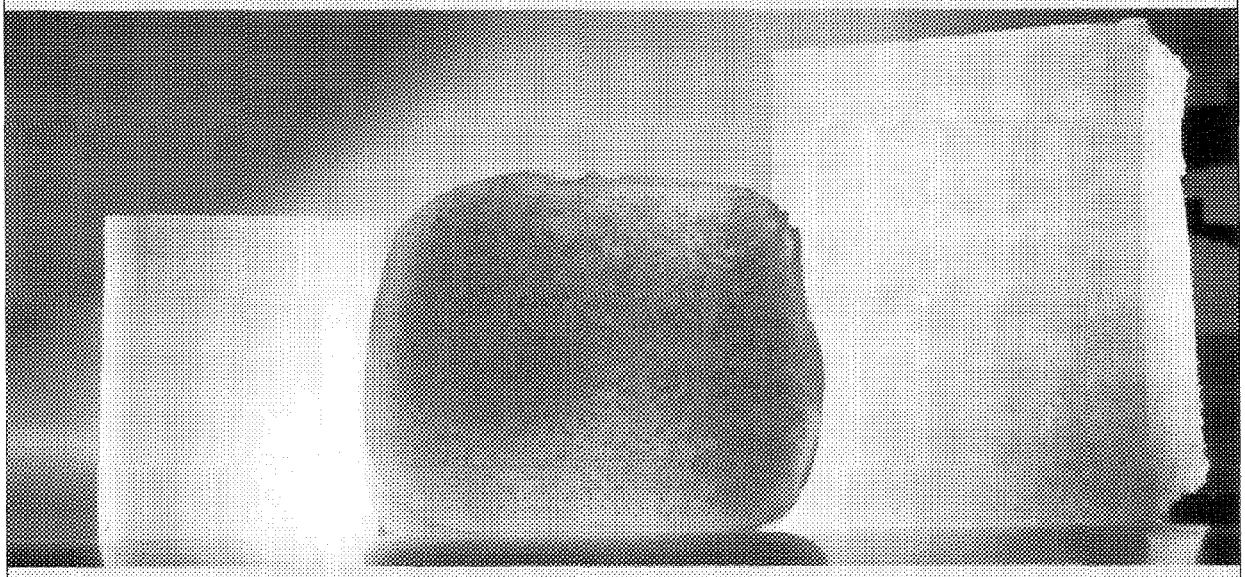
PETROLCHIMICA

■ L'accordo del febbraio 2001 con Dow Chemical concentra il portafoglio della Petrolchimica sulla filiera olefine, polietilene, stirenici ed elastomeri, settori più direttamente correlati al core business dell'Eni nei quali detiene posizioni di leadership tecnologica e di mercato. Resta ferma la strategia dell'Eni di ridurre il peso delle attività petrolchimiche nel portafoglio di Gruppo, anche attraverso alleanze che risultano facilitate da questa operazione

■ Il miglioramento del mercato ha consentito il recupero della redditività, in particolare nella petrolchimica di base

■ Nel 2000 sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di recupero di efficienza con la riduzione dei costi di circa 30 milioni di euro e la chiusura dell'impianto di solventi clorurati di Cagliari e del sito di Nera Montoro. Sono in programma ulteriori azioni di disimpegno da siti produttivi non competitivi e dai business non strategici

■ Nell'ambito della strategia di sviluppo della presenza nell'e-business, sono state acquistate partecipazioni nella ChemConnect, leader mondiale nel mercato della commercializzazione di prodotti chimici via internet, e nella ElastomerSolutions, un portale per il commercio on line degli elastomeri



(milioni di €)

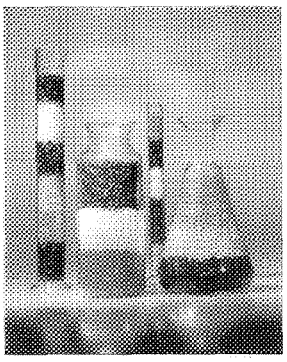
	1998	1999	2000
Ricavi	4.048	4.096	**6.018**
Utile operativo	0	(362)	**4**
Investimenti	331	289	**265**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	14.327	13.903	**12.857**

SCENARIO DI MERCATO

Gomme stireniche

Nel 2000 la ripresa economica mondiale ha trainato la crescita della domanda di prodotti petrolchimici. Il miglioramento della situazione di mercato ha consentito il recupero della redditività nella petrolchimica di base, in particolare nel secondo trimestre per l'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti più accentuato del pur sensibile incremento del costo delle materie prime pe-

trolifere dovuto anche all'apprezzamento del dollaro sull'euro. Nella restante parte dell'esercizio i margini della petrolchimica di base, pur attestandosi su livelli superiori rispetto al 1999, si sono progressivamente ridotti a seguito della pressione crescente dei costi delle materie prime petrolifere. I prezzi di vendita dei prodotti a valle (in particolare i poliuretani e gli elastomeri) non hanno recuperato completamente l'aumento del costo dei monomeri a seguito dell'elevata pressione competitiva nei mercati finali e dell'eccesso di capacità produttiva a livello mondiale. Fanno eccezione gli stirenici che hanno beneficiato in misura più marcata della ripresa dei principali settori di utilizzo e delle difficoltà incontrate dai produttori non integrati dovute all'alto costo dello stirolo.



Materiali stirenici

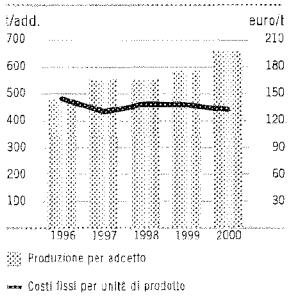
Nonostante il miglioramento dello scenario abbia attenuato i problemi strutturali del settore, nel 2001 proseguirà il processo di razionalizzazione delle attività mediante il disimpegno dai business non strategici e la fermata degli impianti privi di redditività prospettica, per concentrarsi su quei siti che grazie alla dimensione, alla vicinanza dei mercati di sbocco e alla qualità tecnologica delle produzioni e degli impianti consentono di operare in condizioni di competitività.

In quest'ottica rientrano:

- la chiusura dell'impianto di solventi clorurati di Cagliari e del sito di Nera Montoro;
- l'accordo del febbraio 2001 con Dow Chemical (v. paragrafo "Accordo con Dow Chemical") per la cessione del business poliuretani e l'acquisto del 50% della Polimeri Europa che concentra il portafoglio della Petrolchimica sulla filiera olefine, polietilene, stirenici ed elastomeri, settori più direttamente correlati al core business dell'Eni nei quali detiene posizioni di leadership tecnologica e di mercato, e facilita in prospettiva la ricerca di alleanze per ridurre il peso delle attività petrolchimiche nel portafoglio di Gruppo.

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici dell'Eni sono aumentati del 46% rispetto al 1999. L'aumento è stato più accentuato nella petrolchimica di base (+59%) e ha riguardato in particolare il butadiene, l'acrilonitrile, lo stirolo, il toluolo, il propilene, il benzolo e il dicloroetano a seguito della ripresa della domanda che ha portato i prezzi al livello massimo degli ultimi anni. I prezzi dei polimeri e degli elastomeri sono aumentati in misura più contenuta (rispettivamente del 38 e del 20%); gli incrementi più significativi hanno interessato: (i) nei polimeri, il polistirolo espandibile e il compatto, a seguito della forte ripresa dei principali settori di utilizzo, e, in misura minore, l'ABS e il TDI; (ii) negli elastomeri, le gomme termoplastiche, le SBR e le BR.

Petrolchimica: produzione per addetto e costi fissi per unità di prodotto



VENDITE - PRODUZIONI

Le vendite (5,6 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate; l'andamento positivo registrato nel primo semestre 2000 è stato assorbito dalla flessione registrata soprattutto nel terzo trimestre a seguito della minore disponibilità di prodotto. Al 31 dicembre 2000 la rete

Principali prodotti

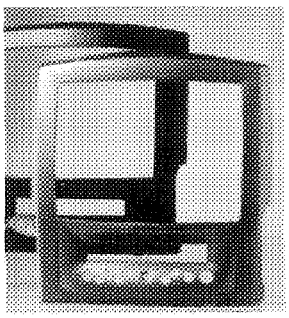
(migliaia di tonnellate)

	Disponibilità			Vendite		
	1998	1999	**2000**	1998	1999	**2000**
Petrolchimica di base	6.859	6.877	7.088	4.172	4.222	4.227
Polimeri	890	898	920	850	880	887
Elastomeri	532	523	524	510	520	502
Totale core business	**8.291**	**8.298**	**8.532**	**5.532**	**5.622**	**5.616**
Totale non core business	**3**	**0**	**0**	**5**	**0**	**0**
Consumi e perdite	(3.724)	(3.651)	(3.673)			
Acquisti e variazione rimanenze	967	975	757			
	5.537	**5.622**	**5.616**	**5.537**	**5.622**	**5.616**

commerciale era presente in 25 paesi con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 60% in Italia, per il 32% nel resto dell'Europa e per il rimanente 8% nel resto del mondo (rispettivamente 60, 30 e 10% nel 1999).

Le produzioni (8,5 milioni di tonnellate) sono aumentate di 234 mila tonnellate, pari al 2,8%, in particolare nella petrolchimica di base e nei polimeri.

La capacità produttiva nominale complessiva è rimasta sostanzialmente immutata rispetto all'anno precedente: l'aumento dello 0,5% è dovuto all'incremento di capacità nel secondo semestre 1999 degli impianti per la produzione di aromatici e al potenziamento dell'impianto per la produzione di cumene/fenolo di Porto Torres, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle chiusure di impianti. Il tasso di utilizzo medio calcolato sulla capacità nominale è aumentato di 1,7 punti percentuali (dal 71,8 al 73,5%); in particolare: (i) nei cloroderivati, a seguito della ripresa del mercato e dei consumi interni e negli aromatici a seguito della maggiore disponibilità di isomeri di produzione che ha consentito di far fronte alle più elevate richieste di mercato; (ii) negli stirenici a seguito della maggiore richiesta di mercato.



Componenti per il mercato elettronico: polistirolo antiurto

Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Raffinazione e Marketing hanno coperto circa il 62% del fabbisogno dell'esercizio (65% nel 1999).

Nell'ambito delle azioni di miglioramento dell'efficienza è in fase di ultimazione il progetto "EniChem 2000" per l'informatizzazione delle procedure aziendali che sarà completato con l'estensione alle altre divisioni delle procedure per la gestione del ciclo attivo, già avviate per la divisione Stirenici.

L'Eni intende sviluppare le potenzialità offerte dall'e-business nella vendita dei prodotti petrolchimici. In questa ottica sono state acquistate una partecipazione nella ChemConnect, società statunitense leader mondiale nella commercializzazione di prodotti chimici via internet, e nella ElastomerSolutions, un portale per il commercio on line degli elastomeri.

Petrolchimica di base

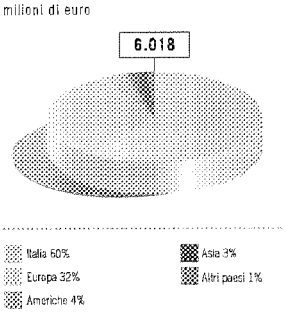
Le vendite della petrolchimica di base (4,2 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate. Sono aumentate le vendite di cloroderivati, di stirolo e di acrilonitrile a seguito della ripresa della domanda di PVC, di polistirolo e di fibre. Questi incrementi sono stati assorbiti dalle minori vendite di fenolo e di acetone a seguito, in particolare, della minore disponibilità di prodotto dovuta alla fermata dell'impianto di Porto Torres. Nelle olefine le maggiori vendite di butadiene sono state assorbite dalle flessioni registrate nell'etilene e nel propilene.

Le produzioni della petrolchimica di base (7,1 milioni di tonnellate) sono aumentate di 211 mila tonnellate, pari al 3,1%; l'ineremento ha riguardato in particolare gli aromatici e i cloroderivati. È invece diminuita la produzione di intermedi a causa della fermata dell'impianto di Porto Torres e della chiusura a fine 1999 degli impianti glicoli e ossido di etilene di Gela. Il 51,3% della produzione è stata destinata al ciclo interno (52,5% nel 1999).

Polimeri

Le vendite di polimeri (887 mila tonnellate) sono rimaste pressoché invariate rispetto all'anno precedente. Le maggiori vendite di TDI, di polioli e di ABS sono state assorbite dalle flessioni nell'MDI e nel polietilene ad alta densità, per i minori ritiri da parte della Polimeri Europa.

Petrolchimica: fatturato del 2000 per area geografica



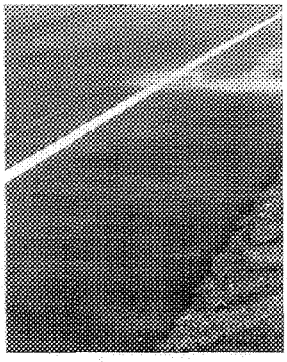
Le produzioni di polimeri (920 mila tonnellate) sono aumentate di 22 mila tonnellate, pari al 2,4%, a seguito delle maggiori produzioni di TDI e di stirenici, parzialmente assorbite dalle flessioni nell'ABS, per la chiusura dell'impianto di Ferrara, e nell'MDI.

Elastomeri

Le vendite di elastomeri (502 mila tonnellate) sono diminuite di 18 mila tonnellate, pari al 3,5%, con un andamento differenziato tra i diversi prodotti. Le maggiori diminuzioni si sono registrate nelle vendite di gomme BR, termoplastiche e SBR a seguito dell'andamento sfavorevole dei mercati di sbocco. Gli effetti di queste diminuzioni sono stati parzialmente com-

pensati dalle maggiori vendite di gomme speciali (principalmente di gomme policloropreniche) e di lattici.

Le produzioni di elastomeri (524 mila tonnellate) sono rimaste pressoché invariate; gli aumenti nella produzione di gomme speciali e lattici sono stati assorbiti dalle diminuzioni nelle gomme BR e termoplastiche.



Italia - Monza
Applicazione di asfalto drenante sul circuito automobilistico

Polimeri Europa

La Polimeri Europa Srl opera con impianti produttivi in Italia (Brindisi, Ferrara, Priolo, Ragusa e Gela), in Francia (Dunkerque) e in Germania (Oberhausen), con una capacità produttiva complessiva annua di polietilene di 1,6 milioni di tonnellate. Nel 2000 ha realizzato un fatturato di 1,9 miliardi di euro.

Le vendite dei prodotti della petrolchimica di base (353 mila tonnellate) sono aumentate di 44 mila tonnellate, pari al 14%. Le vendite dei polimeri (1,4 milioni di tonnellate) sono diminuite di 36 mila tonnellate, pari al 2,5%.

Le produzioni della petrolchimica di base (un milione di tonnellate) sono aumentate di 169 mila tonnellate, pari al 20%. La produzione di polimeri (1,3 milioni di tonnellate) è aumentata di 24 mila tonnellate, pari al 2%.

Accordo con Dow Chemical

Nel febbraio 2001 sono stati stipulati con la Dow Chemical Company:

- il contratto di cessione della divisione Poliuretani, attiva in Italia e in Europa, per il corrispettivo di 400 milioni di euro; nella cessione non è incluso l'attivo circolante della divisione che ammonta a 45 milioni di euro;
- il contratto di acquisto dalla Union Carbide Corporation (in corso di incorporazione nella Dow Chemical) del 50% della Polimeri Europa Srl per il corrispettivo di 204 milioni di euro commisurato al patrimonio netto contabile al 31 dicembre 1999 della società.

Gli accordi comportano il conguaglio a favore dell'Eni di 196 milioni di euro e saranno eseguiti dopo l'ottenimento delle necessarie approvazioni da parte delle Autorità antitrust europee.

La divisione Poliuretani comprende gli stabilimenti per la produzione di poliuretani situati a Porto Marghera, Brindisi, Priolo e Tertre (Belgio), gli impianti per la produzione di sistemi poliuretanici formulati di Cardano al Campo, Erstein (Francia) e Osnabrueck (Germania), nonché i centri di Ricerca e Sviluppo dei siti produttivi di Porto Marghera, Brindisi, Priolo e Tertre.

INVESTIMENTI TECNICI

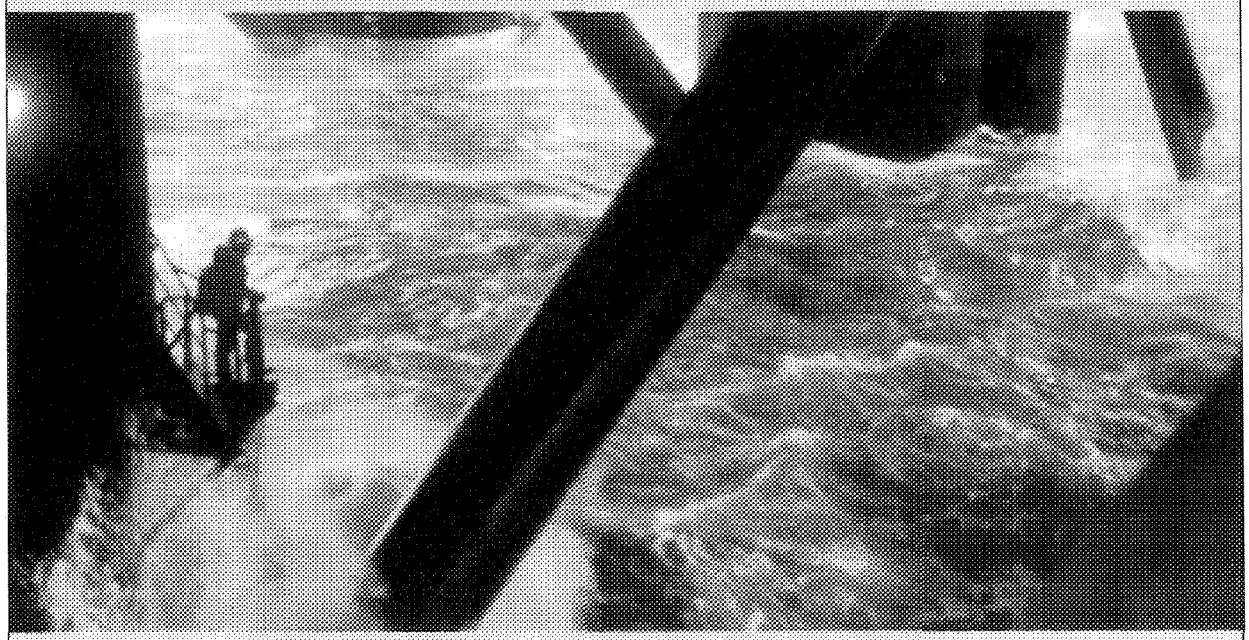
Nel 2000 sono stati effettuati investimenti per 265 milioni di euro, con una diminuzione di 24 milioni di euro rispetto al 1999, pari all'8,3%. Gli investimenti hanno riguardato il potenziamento degli impianti per la produzione di cumene e di fenolo di Porto Torres (41 milioni di euro), di poliuretani a Porto Marghera (7 milioni di euro), di elastomeri a Ferrara (6 milioni di euro) e l'impianto pilota di ossido di propilene a Ferrara (13 milioni di euro), nonché investimenti per il mantenimento della sicurezza e dell'affidabilità degli impianti. Sono stati effettuati interventi finalizzati al rispetto degli obblighi in materia ambientale per l'ammontare complessivo di 91 milioni di euro, di cui il progetto più rilevante ha riguardato gli impianti di Porto Marghera (24 milioni di euro).

INGEGNERIA E SERVIZI

■ La ripresa della domanda da parte dell'industria petrolifera nel secondo semestre ha consentito il miglioramento del risultato delle costruzioni e perforazioni; nell'ingegneria, la debolezza della domanda e la forte competitività hanno determinato la riduzione dei livelli di attività e dei margini unitari

■ Con la stipula dell'Atto Integrativo si è concluso il complesso iter autorizzativo per l'affidamento al Consorzio Cepav Uno dei lavori per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Grazie all'acquisizione del contratto (del valore di 2.417 milioni di euro in quota Eni), il portafoglio ordini è aumentato del 49%

■ Sono in corso i lavori per la realizzazione del gasdotto Blue Stream, una delle opere di ingegneria più avanzate al mondo. Il valore della commessa in quota Eni è di circa un miliardo di euro



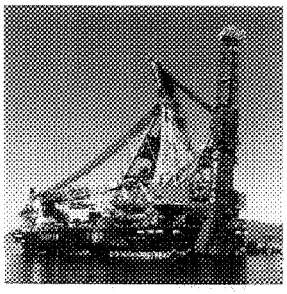
			(milioni di €)
	1998	1999	**2000**
Ricavi	3.348	2.988	**2.146**
Utile operativo	198	149	**144**
Investimenti	394	435	**245**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	16.235	13.487	**13.217**

Mare del Nord
Scarabeo 5 semisommergibile con posizionamento dinamico, in grado di perforare a oltre 8 mila metri a una profondità d'acqua massima di 1.900 metri

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Nel 2000 il comparto ingegneria e servizi dell'Eni ha risentito della debolezza della domanda di servizi da parte dell'industria petrolifera e petrolchimica e della contingente situazione di forte competitività del mercato. La contrazione dei livelli di attività e dei margini delle commesse è risultata particolarmente severa nell'attività *ingegneria* e nell'area Costruzioni. L'area Perforazioni ha beneficiato nel secondo semestre della ripresa degli investimenti di esplorazione e sviluppo da parte dell'industria petrolifera.

Gli ordini acquisiti nell'esercizio (4.709 milioni di euro) sono aumentati dell'82,0% rispetto al 1999 a seguito essenzialmente della stipula dell'Atto Integrativo per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, per un valore complessivo in quota Eni di circa 2.037 milioni di euro. Il 43,3% degli ordini acquisiti riguarda lavori da realizzare all'estero; il 10,5% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni. Il portafoglio ordini, tenuto conto del giro d'affari sviluppato, è aumentato del 49,3% rispetto al 31 dicembre 1999 (6.624 milioni di euro al 31 dicembre 2000, di cui il 59,0% riguardanti lavori da realizzare all'estero); il 12,6% del portafoglio ordini riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.



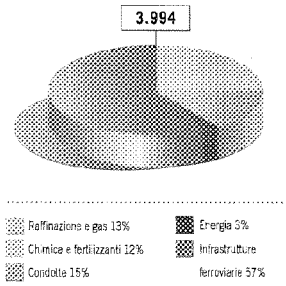
Norvegia - Stavanger
Saipem 7000 con torre per posa a "J" destinata a posare il Blue Stream

Fra le acquisizioni più significative dell'esercizio, oltre al progetto per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, sono da evidenziare:

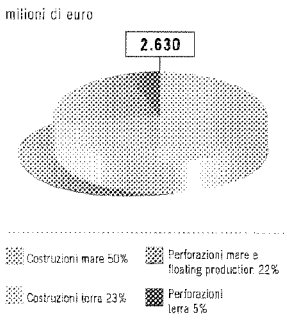
nell'attività *costruzioni e perforazioni:* nell'area Costruzioni terra: (i) il contratto, in associazione con la Consolidated Contractors International Company, per l'esecuzione dei lavori di sviluppo del giacimento petrolifero di Karachaganak del valore complessivo di circa 800 milioni di dollari (circa 400 in quota Eni). Il contratto riguarda lavori civili, infrastrutture e lavori meccanici relativi, tra l'altro, a un gasdotto di 650 chilometri del diametro di 24 pollici, a una stazione di pompaggio e a un terminale; (ii) il contratto, in associazione con la Spie Capag, per la fornitura dell'ingegneria, dei materiali e delle apparecchiature e per la costruzione di sei stazioni di pompaggio e del terminale d'arrivo dell'oleodotto Haoudh El Hamra-Arzew in Algeria (il valore del contratto è di 324 milioni di dollari, di cui 162 in quota Eni); nell'area Perforazioni terra: il noleggio di tre impianti e di attrezzature in Kazakistan nell'ambito della Joint Venture con la Parker Drilling Company (71 milioni di euro); nell'area Costruzioni mare: (i) il contratto Canyon Express nel Golfo del Messico per l'installazione di due condotte (81 milioni di euro); (ii) il contratto "Cakerawala" per la fornitura di ingegneria di dettaglio, materiali, costruzione, installazione e commissioning di tre piattaforme wellhead in Tailandia (56 milioni di euro);

nell'attività *ingegneria:* nell'area Condotte: la costruzione di un sistema di trasferimento, di raccolta e di pompaggio delle acque di servizio al giacimento petrolifero di Minagish in Kuwait (127 milioni di euro); nell'area Chimica e fertilizzanti: il contratto per la costruzione di un impianto di metanolo a Bandar Iman in Iran (118 milioni di euro). L'attività *ingegneria* si è aggiudicata, in joint venture con una società statunitense, il contratto per la costruzione e l'avviamento di un complesso petrolchimico nello Stato di Rio de Janeiro in Brasile costituito da un impianto di etilene e da due linee di polietilene. L'esecuzione del contratto, non compreso nel portafoglio ordini al 31 dicembre, è subordinata al perfezionamento dello schema finanziario. Nel marzo 2001 è stato acquisito in Arabia Saudita un contratto chiavi in mano del valore di oltre 150 milioni di euro. L'opera consiste in un nuovo impianto GOSP (Gas Oil Separation Plant - impianto per la separazione di olio e gas) per la raccolta del greggio, la separazione del gas e dell'acqua di formazione, la reiniezione dell'acqua nei pozzi, la disidratazione e la rimozione del sale dall'olio. La commessa comprende l'ingegneria di dettaglio, la fornitura materiali, la costruzione, il precommissioning e l'assistenza al commissioning e sarà realizzata nell'arco di 25 mesi.

Ingegneria: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 2000



Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 2000



Ordini acquisiti e portafoglio ordini

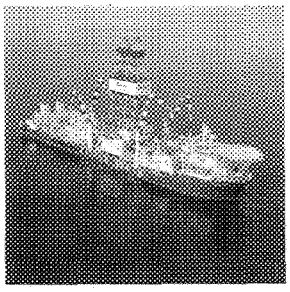
(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ordini acquisiti			
Costruzioni e perforazioni	1.821	1.591	1.627
Ingegneria	1.421	997	3.082
	3.242	**2.588**	**4.709**
Portafoglio ordini			
Costruzioni e perforazioni	2.461	2.587	2.630
Ingegneria	2.470	1.851	3.994
	4.931	**4.438**	**6.624**

ATTIVITÀ OPERATIVA

Nell'esercizio sono proseguiti i lavori:

nell'attività *costruzioni e perforazioni:* nell'area Costruzioni mare: (i) l'ingegneria di dettaglio, l'indagine approfondita dei fondali marini, la finalizzazione e prova delle attrezzature speciali necessarie per la realizzazione della sezione offshore del gasdotto Blue Stream; (ii) il trasporto e l'installazione di una piattaforma, la posa di riser e sealine con l'impiego del Saipem 7000 in configurazione di posa "J" per acque ultra profonde nel progetto Diana Hoover nel Golfo del Messico; nell'area Costruzioni terra: (i) la realizzazione del progetto "Ratchaburi to Wang Noi Gas Pipeline" in Tailandia per la costruzione di un gasdotto; (ii) la realizzazione chiavi in mano del progetto "Hawiyah" in Arabia Saudita per la posa di un sistema di gasdotti di diverse dimensioni di complessivi 583 chilometri e per la conversione in gasdotto di un oleodotto della lunghezza di 150 chilometri; (iii) la realizzazione del progetto EPC "Mega" (Argentina) per la costruzione di un impianto di trattamento gas con le relative condotte di collegamento, stazioni di pompaggio e impianto di stoccaggio; nell'area Perforazioni mare e floating production sono proseguite le attività operative in acque profonde nell'offshore norvegese con l'impiego dello Scarabeo 5 e dello Scarabeo 6, nonché le attività dell'unità di floating production FPSO Firenze nel canale d'Otranto. Sono entrati in operatività i nuovi mezzi di perforazione per acque ultra profonde Saipem 10000 e Scarabeo 7;

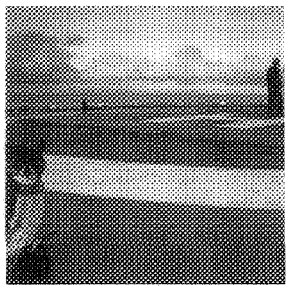


Congo
Saipem 10000 in perforazione

nell'attività *ingegneria:* nell'area Raffinazione e gas: (i) lo sviluppo del centro gas e condensati di Karachaganak in Kazakistan; (ii) la realizzazione della raffineria di Ruwais e del complesso per il trattamento e il frazionamento del gas naturale di Asab in Abu Dhabi; (iii) la realizzazione del progetto grass-roots di Bonny per la liquefazione del gas naturale in Nigeria; (iv) gli impianti di recupero di etano e di frazionamento NGL-4 in Qatar per QP; nell'area Chimica e fertilizzanti: (i) la realizzazione del progetto fertilizzanti a Jose in Venezuela; (ii) la costruzione del più grande impianto di urea al mondo su singola linea a Bahia Blanca in Argentina; (iii) la realizzazione del complesso ammoniaca-urea a Nanchino in Cina; (iv) la realizzazione degli impianti di rigassificazione dei residui e di cogenerazione a ciclo combinato presso le raffinerie di Sarroch e di Priolo.

PROGETTO BLUE STREAM

Nel novembre 1999 Saipem SpA, Bouygues Offshore SA, Katran-K (del gruppo Bouygues) e un consorzio giapponese hanno acquisito dalla Blue Stream Pipeline Company BV, società di scopo paritetica tra Eni e Oao Gazprom, il contratto per la progettazione, l'ingegneria di dettaglio, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione della sezione offshore del gasdotto Blue Stream tra la costa russa e quella turca del Mar Nero (v. il paragrafo "Iniziative di sviluppo" nell'andamento operativo del settore Gas Naturale). Il progetto riguarda la costruzione di una centrale, di due condotte sottomarine della lunghezza di circa 380 chilometri e della stazione di compressione di Beregovaya sulla costa russa adiacente al Mar Nero. I contenuti tecnologici del progetto lo pongono come una delle opere di ingegneria più avanzate al mondo; in particolare le condotte saranno posate con tecniche innovative a una profondità massima di 2.150 metri, mai raggiunta finora, in condizioni ambientali molto complesse. La posa delle condotte sarà effettuata mediante l'utilizzo del Saipem 7000 – nave posatubi con una torre di posa da 4.500 tonnellate, alta 135 metri e con due gru da 7.000 tonnellate ciascuna – che è stato opportunamente modificato per affiancare alla capacità di sollevamento quella di posa di condotte in acque ultra profonde con tecnica di posa "J". Nel corso dell'esercizio sono state realizzate le prime fasi di ingegneria, sono state avviate le attività relative alla preparazione dell'area logistica di Samsun in Turchia e all'allestimento dell'impianto di compressione in Russia. Sono state inoltre realizzate le attrezzature speciali per gli interventi sottomarini ed è stata completata la campagna di indagini sottomarine lungo il tracciato di posa. Il Saipem 7000, dopo il completamento degli allestimenti necessari per il progetto, è stato impiegato in una serie di prove di posa in un fiordo norvegese. Il consorzio giapponese ha già prodotto il 40% dei tubi necessari per la costruzione della prima linea. Il completamento dei lavori è previsto nel 2002.



Mare del Nord
Piattaforma Tiffany

PROGETTO TRATTE FERROVIARIE AD ALTA CAPACITÀ/VELOCITÀ

In agosto la TAV, il Consorzio Cepav Uno (Eni 50,36%) e l'Eni, in qualità di garante del Consorzio, hanno firmato l'Atto Integrativo per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna per il corrispettivo di 4.800 milioni di euro (2.417 in quota Eni). È previsto contrattualmente che l'opera venga realizzata in 69 mesi. L'Eni ha garantito alla TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio Cepav Uno di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione, nell'Atto Integrativo e in ogni altro atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva, nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Relativamente alla tratta Milano-Verona, il Consorzio Cepav Due (Eni 52%) ha presentato il progetto esecutivo alla Conferenza dei Servizi del 30 ottobre 2000. L'art. 131 della legge finanziaria per il 2001 prevede la revoca delle concessioni rilasciate alla TAV dall'ente Ferrovie dello Stato per la realizzazione delle tratte ferroviarie per le quali non sono stati aperti i cantieri. Il 28 dicembre 2000, secondo i termini contrattuali, il Consorzio Cepav Due ha presentato la domanda di arbitrato per reclamare tutti i danni patiti e patendi nonché, in subordine, l'eventuale risoluzione della "Convenzione" firmata nel 1991 con TAV per fatto e colpa della stessa TAV.

SAIPEM 10000

La Saipem 10000, inaugurata in aprile, è stata progettata per l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi con pozzi in profondità fino a 10 mila metri e per operare in posizionamento dinamico in acque profonde fino a 3 mila metri. La nave ha una stazza di 97 mila tonnellate, è lunga 228 metri e larga 42 ed è alta circa 120 metri inclusa la torre di perforazione; è dotata di attrezzature di perforazione, di una capacità di stoccaggio di 140 mila barili, di sistemi di sicurezza e di protezione ambientale molto avanzati, di un modulo alloggi per 160 persone e di un eliporto idonco ad accogliere i più grandi elicotteri di tipo commerciale. La nave è in grado di tenersi in posizione senza l'ausilio di ancore con la massima stabilità operativa grazie a 6 propulsori orientabili gestiti dal computer che consentono di compensare in tempo reale gli effetti di vento, onda e corrente. La nave, attualmente nell'offshore angolano, opererà nei prossimi sei anni in progetti esplorativi dell'Eni in acque ultra profonde, in particolare in Africa Occidentale (Angola, Congo e Nigeria). L'investimento per la realizzazione della Saipem 10000 è stato di circa 300 milioni di euro.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2000 sono stati effettuati investimenti per 245 milioni di euro, con una diminuzione di 180 milioni di euro rispetto al 1999. La riduzione riflette il sostanziale completamento del programma avviato nel 1998 di rafforzamento delle capacità operative della flotta in acque profonde. Gli investimenti dell'esercizio hanno riguardato essenzialmente: (i) il completamento della nuova nave di perforazione per alti fondali Saipem 10000; (ii) il completamento della piattaforma semisommergibile di perforazione Scarabeo 7; (iii) il proseguimento nella costruzione di una nuova nave per lo sviluppo di campi sottomarini (Field Development Ship) a posizionamento dinamico dotata di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate e di un sistema per la posa di condotte in verticale fino a una profondità di 2.000 metri.

RISORSE UMANE



Nigeria - Obiafu Obrikom
Impianto di LNG

- promuovere lo sviluppo professionale e manageriale dei quadri e dei dirigenti, sostenerne la motivazione e garantire il ricambio delle risorse strategiche;
- decentrare alle aree di business e alle linee operative le responsabilità inerenti i processi di gestione e di sviluppo del personale nell'ambito di adeguate politiche, metodologie e sistemi di controllo e informativi;
- sostenere il programma di riduzione dei costi di Gruppo con adeguati interventi organizzativi.

Nell'ambito del programma, ai cui lavori partecipano risorse dell'area Personale e Organizzazione e dirigenti senior dei principali business dell'Eni, è stata realizzata nel 2000 la progettazione di base degli interventi che saranno attuati nel 2001. È stata inoltre definita la costituzione di una nuova struttura centralizzata che opererà nel campo della formazione e della cultura d'impresa, acquisendo, razionalizzando e rafforzando tutte le strutture e le attività formative dell'Eni.

Le partecipazioni del personale del Gruppo a corsi di formazione sono state 135.000 (126.000 nel 1999) e le ore di formazione 1.415.000 (invariate rispetto al 1999), di cui circa 146.000 destinate alla formazione manageriale, con circa 10.000 partecipazioni. La spesa nella formazione è stata di circa 62 milioni di euro, in linea con quella del 1999.

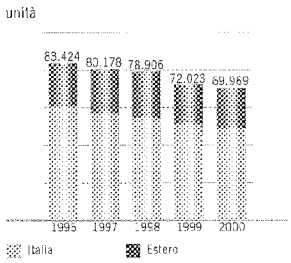
Occupazione a fine periodo

(unità)

	1998	1999	2000
Esplorazione e Produzione	8.170	7.773	7.541
Gas Naturale	17.109	16.475	15.663
Generazione Elettrica			457
Raffinazione e Marketing	18.406	17.061	16.130
Petrolchimica	14.327	13.908	12.867
Ingegneria e Servizi	16.235	13.487	13.217
Altre attività (1)	3.596	3.319	3.924
Attività in corso di dismissione	1.063	0	0
	78.906	**72.023**	**69.969**

(1) L'aumento di 605 unità dell'aggregato Altre attività è dovuto alla costituzione della società Eni Servizi Amministrativi SpA, a cui sono state trasferite 492 unità da società del settore Gas Naturale, e all'inclusione nell'aggregato dell'Eurosolare SpA (95 unità).

Occupazione a fine periodo



Sul versante delle relazioni industriali a fine 2000 è stato dato avvio operativo al nuovo piano classificatorio caratterizzato dall'apprezzamento degli apporti individuali dei lavoratori.

A fine 2000 è stata istituita la nuova metodologia di determinazione del premio di partecipazione per le imprese delle aree contrattuali "Energia" e "Chimica", valida per il prossimo quadriennio, che correla con maggiore efficacia le erogazioni economiche ai risultati di produttività e di redditività dei settori e del Gruppo.

L'occupazione dell'Eni al 31 dicembre 2000 era di 69.969 unità, con una diminuzione di 2.054 unità rispetto al 1999, pari al 2,9%.

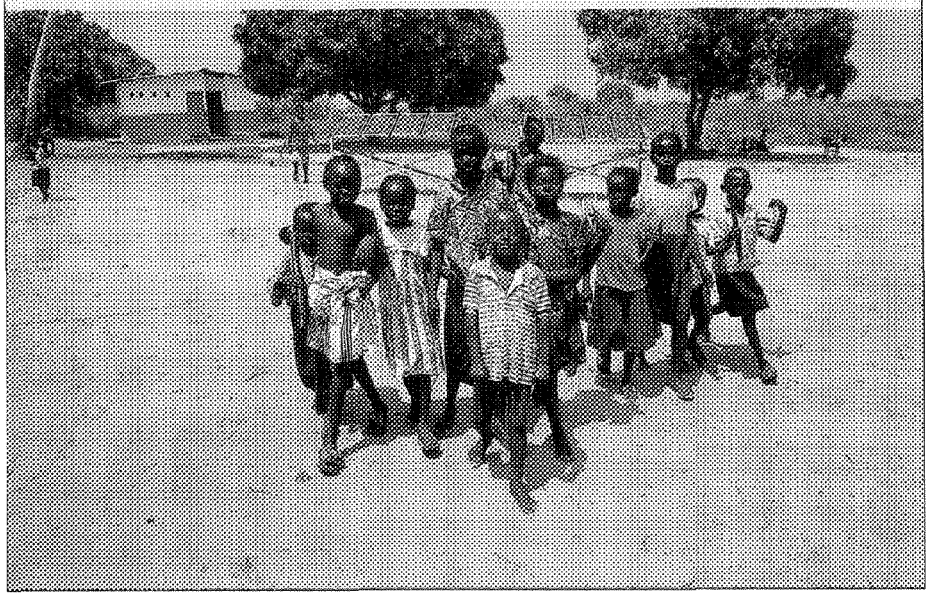
I dipendenti assunti in Italia erano 48.690, di cui 46.321 operanti in territorio nazionale, 1.810 operanti all'estero e 559 marittimi. I dipendenti assunti in Italia sono diminuiti di 2.207 unità rispetto al 1999 a seguito di 3.589 risoluzioni di rapporti di lavoro (di cui 2.911 con contratto di lavoro a tempo indeterminato, 575 a tempo determinato e 125 marittimi) e dell'effetto della variazione di attività (55 unità). La flessione è stata parzialmente compensata da 1.486 nuove assunzioni (di cui 911 a tempo indeterminato e 575 a tempo determinato).

I dipendenti assunti e operanti all'estero al 31 dicembre 2000 erano 21.279 unità, con un aumento di 153 unità dovuto principalmente all'effetto delle acquisizioni nei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale, parzialmente assorbito dalle dismissioni e razionalizzazioni nel settore Raffinazione e Marketing.

Nel corso del 2000 è stata dedicata particolare attenzione al miglioramento della qualità delle risorse con l'assunzione a tempo indeterminato di 311 laureati (di cui 208 ingegneri) e 541 diplomati, inseriti per il 90% in posizioni operative al fine di migliorare il mix qualitativo delle unità produttive. Nel 2000 la percentuale di occupati in possesso di laurea e diploma è salita al 63% (61 nel 1999); l'incidenza del personale laureato è passata dal 16 al 16,5%.

RAPPORTI CON LE COMUNITÀ

Nel corso del 2000 l'Eni ha ampliato e differenziato l'attività volta a consolidare i rapporti di collaborazione con le comunità dei Paesi in cui opera, al fine di promuoverne lo sviluppo socio-economico nel pieno rispetto dei valori e delle tradizioni locali.



Congo - Djeno
Ragazzi nel cortile della scuola, sullo sfondo pannelli fotovoltaici forniti dall'Eni

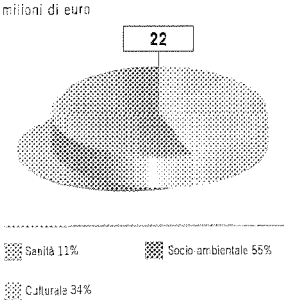
L'attività svolta ha comportato un impegno di spesa complessivo di circa 22 milioni di euro.

SANITÀ

Nel campo dell'assistenza sanitaria sono stati attuati numerosi interventi; in particolare:

- in Congo è stato consegnato alle Autorità governative l'Ospedale di Talangai, alla periferia di Brazzaville, che dispone ora di oltre 200 letti e delle più moderne attrezzature gestionali e di pronto intervento. Con l'obiettivo di garantirne l'efficiente funzionamento nel tempo, è stato promosso un accordo di collaborazione con l'Ospedale Sacco di Milano, specializzato in malattie tropicali, che prevede la costante presenza a Talangai di medici italiani e l'organizzazione di corsi di aggiornamento e di specializzazione per il personale locale. Sempre in Congo, presso il Centro Medico dell'Eni di Punta Nera, è stato attivato un terminale di telemedicina per effettuare diagnosi e per prescrivere terapie a distanza per le popolazioni e i medici locali;
- in Azerbaigian è proseguito l'importante programma di lotta alla malaria (Roll Back Malaria), avviato nel 1999 in stretta collaborazione con il Ministero della Sanità azero, l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), l'Unicef, la Federazione Internazionale della Croce Rossa e della Mezza Luna Rossa (IFRC) e Medici senza Frontiere. Il programma ha consentito di ridurre sensibilmente l'incidenza e l'area di diffusione della malattia. Sempre in Azerbaigian, sotto il coordinamento dell'Unicef e del locale Ministero della Sanità, è continuato il programma di rivitalizzazione del sistema sanitario di base nelle regioni di Neftchala e Lenkeran, adiacenti al Mar Caspio, volto a migliorare le condizioni delle fasce sociali più vulnerabili;
- in Ecuador è stata rafforzata la rete di presidi medici che forniscono assistenza sanitaria di base e medicinali alle popolazioni della Provincia di Pastaza. I presidi sono collegati via radio con il centro sanitario di Villano. È stato inoltre definito un accordo quadro con l'Istituto Nacional del Niño y la Familia (organizzazione non governativa che opera a tutela dei bambini e delle famiglie nel campo della salute, dell'istruzione e dei diritti dell'infanzia) che potrà consentire in prospettiva interessanti collaborazioni;

Ripartizione dell'impegno dell'Eni nei confronti delle comunità



- in Uganda è stato erogato un contributo alla Fondazione Piero e Lucille Corti per il funzionamento dell'ospedale St. Mary's Lacor di Gulu con più di 450 posti letto, punto di riferimento per oltre 3 milioni di persone;

- in Angola, in collaborazione con le altre società petrolifere, è stata completata la costruzione dell'unità di pediatria dell'Ospedale della Divina Provvidenza al Bairro Golf di Luanda, che consente il ricovero e la cura di circa 250 bambini al mese;

- in Kazakistan, nell'ambito degli interventi attuati con gli altri partner delle joint venture, sono proseguiti gli importanti lavori di ristrutturazione e di adeguamento funzionale dell'ospedale di Aksai e la fornitura di apparecchiature mediche per l'ospedale regionale di Uralsk.

È continuata inoltre la promozione di collaborazioni e di interscambi tra primarie strutture sanitarie italiane e quelle dei Paesi in cui opera l'Eni, con l'obiettivo di migliorarne la formazione medico-scientifica e di contribuire a migliorare le condizioni igienico-sanitarie di base. Tra questi, gli accordi di collaborazione con il Centro Nazionale di Ricerca di Pisa e con l'Associazione Internazionale Cardiopatie Infantili.

Anche in Italia l'impegno dell'Eni in campo sanitario è stato significativo.

- È stata avviata una collaborazione con il Polo Universitario dell'Ospedale Sacco di Milano per la realizzazione presso l'ospedale stesso di un Centro di Ricerca sulla Telematica Sanitaria con l'obiettivo di migliorare le prestazioni e la diagnosi a distanza.

- Sono proseguiti i rapporti di collaborazione con il Centro di Riabilitazione Villa Beretta, in provincia di Lecco, a sostegno delle attività di ricerca scientifica nel campo della medicina riabilitativa ed è stato dato un contributo all'Ospedale Bambin Gesù di Roma per l'acquisto di un macchinario salvavita Fast Cell Separator destinato all'esame della fisiopatologia del sistema immunitario.

INFRASTRUTTURE E INIZIATIVE SOCIO-AMBIENTALI

Le iniziative realizzate in campo sociale sono state indirizzate al miglioramento della qualità della vita degli individui e delle comunità attraverso interventi mirati allo sviluppo e alla realizzazione di infrastrutture; in particolare:

- in Azerbaigian, in collaborazione con l'Alto Commissariato delle Nazioni Unite per i Rifugiati, sono state migliorate le condizioni di vita di 400 famiglie di sfollati e di rifugiati nelle regioni di Agjabedi, Barda e Ganja, fornendo loro abitazioni e promuovendone una maggiore autosufficienza socio-economica. Il progetto, che si concluderà nel 2001, prevede anche la promozione di attività economiche, l'assistenza per microattività imprenditoriali e la realizzazione di servizi per lo sviluppo delle comunità, quali l'assistenza sanitaria di base e l'istruzione primaria;

- in Ecuador gli interventi a favore delle comunità locali hanno riguardato la fornitura di materiale scolastico, la costruzione di aule, la costruzione e la manutenzione di piste pedonali, la gestione di centri sportivi e di un servizio di trasporto aereo, lo sviluppo di attività imprenditoriali e artigianali locali;

- sono stati organizzati soggiorni estivi nella colonia di Cesenatico per bambini dei campi profughi in Azerbaigian, in collaborazione con Unicef e Socar, e delle scuole di Aksai in Kazakistan.

Tra gli interventi realizzati congiuntamente ad altri partner petroliferi si segnalano:

- in Nigeria, nell'ambito del costante impegno a favore delle comunità presenti nel Delta del Niger, la realizzazione di infrastrutture nel settore dei trasporti, la fornitura di impianti di potabilizzazione e di distribuzione di energia elettrica e, in particolare, l'avvio del nuovo piano quinquennale per lo sviluppo agricolo integrato "Green River" (iniziato nel 1987 e che ha già interessato circa 170.000 persone) che prevede un allargamento delle aree di intervento con l'obiettivo di migliorare le condizioni socio-economiche di altre 150.000 persone;

- in Kazakistan, il proseguimento dell'ammodernamento dei quartieri popolari della città di Atyrau, dove è stato anche avviato un progetto per la costruzione di reti per la fornitura di gas, e l'avvio della realizzazione di un centro culturale e di un centro sportivo nella città di Uralsk.

In Italia le iniziative hanno riguardato in particolare:

- l'erogazione di un contributo per l'organizzazione presso la Comunità di San Patrignano di un convegno sulla tematica della droga realizzato dall'Associazione Rainbow;

- l'adesione alle seguenti iniziative promosse da Legambiente:

  . il progetto Eco@PC, finalizzato a dotare di strumenti informatici le scuole italiane e le associazioni non-profit e a garantire il corretto riciclo di questi beni. Sono stati donati oltre 380 computer rigenerati e corredati da specifici programmi didattici;

  . l'iniziativa "Treno Verde", per il monitoraggio del livello di inquinamento nelle città italiane attraversate dal convoglio ambientalista, il progetto "Natura in Città", che è considerato parte integrante della campagna nazionale "Puliamo il Mondo", con l'obiettivo di partecipare al recupero e alla ristrutturazione di aree verdi in contesti urbani.



Nigeria - Brass
Green River Project

CULTURA

Nel corso del 2000 sono state attuate numerose iniziative dedicate all'arte e alla cultura; particolare attenzione è stata dedicata al patrimonio musicale italiano, sostenendo le grandi istituzioni che lo promuovono e lo diffondono.

L'Eni è socio della Fondazione del Teatro alla Scala di Milano e del Teatro La Fenice di Venezia. Dal luglio 2000, anche l'Accademia Nazionale di Santa Cecilia annovera l'Eni tra i suoi soci fondatori, dopo oltre un decennio di fruttuosa collaborazione che ha dato vita a importanti appuntamenti musicali. L'Eni sostiene inoltre la Fondazione del Teatro Regio di Torino e collabora con il Teatro dell'Opera di Roma.

Sempre in ambito musicale, l'Eni promuove da molti anni il Ravenna Festival, un evento di grande valore artistico e di riconosciuta fama internazionale, segno d'attenzione alla vita culturale di una città sede di numerose attività del Gruppo.

L'Eni ha rinnovato il contributo al Festival di Spoleto e ha offerto il proprio sostegno all'Associazione Musicale della Magna Grecia di Taranto, punto di riferimento di giovani musicisti.

Prosegue il progetto di valorizzazione della creatività industriale italiana del dopoguerra con la sponsorizzazione del recupero de "L'Archivio Brevetti del Design Industriale Italiano 1946/1966".

Continua la collaborazione con il Palazzo Ducale di Genova; nel contesto delle mostre del 2000, la più importante è stata "El Siglo de Los Genoveses".

L'Eni inoltre ha sempre favorito e promosso l'arte e le culture dei paesi di cui opera:

- prosegue il sostegno al Festival del Cinema Africano, manifestazione culturale che si svolge a Milano volta a favorire lo scambio e la conoscenza tra popoli e culture diversi;

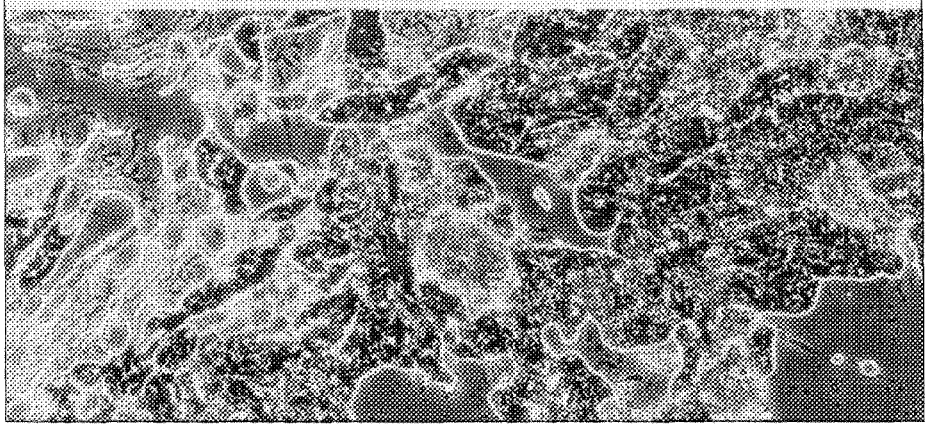
- è stato sponsorizzato il "First International Festival of Master Class - Alem Sanniyaz-Kazakistan" che rappresenta la più importante manifestazione culturale e musicale del centro Asia;

- l'Eni ha collaborato con il Ministero delle Cultura azero per la produzione del cd "La Musica del Vento e del Fuoco" che contiene i brani più famosi di musica locale e, sempre in Azerbaigian, ha contribuito alla realizzazione della mostra fotografica intitolata "Autoritratto - Sfollati in Azerbaigian", composta di immagini fotografiche scattate dagli stessi rifugiati e sfollati provenienti dal Nagorno Karabak. L'iniziativa si colloca nell'ambito della citata collaborazione con l'ACNUR volta a promuovere l'indipendenza socio-economica di queste popolazioni;

- è proseguito il sostegno all'Istituto di Archeologia dell'Università di Palermo per il restauro del Tempio di Zeus a Cirene in Libia.

RICERCA SCIENTIFICA E TECNOLOGICA

Nel 2000 l'Eni ha investito nell'attività di ricerca scientifica e tecnologica 234 milioni di euro (stesso ammontare nel 1999).
A fine anno il personale impegnato nelle attività di ricerca era di 1.706 unità (1.740 al 31 dicembre 1999).



Azione surfattante dei microorganismi sul petrolio greggio (400 ingrandimenti)

L'attività svolta ha consentito il deposito in Italia di 74 nuove domande di brevetto (88 nel 1999), di cui 22 riferite a progetti finanziati dai Fondi Eni per la Ricerca.

Nel corso dell'anno sono entrate in fase avanzata di sviluppo numerose tecnologie, tra le quali:

- un metodo di elaborazione dei dati sismici in tre dimensioni che consente di migliorare la qualità delle interpretazioni e di ridurre significativamente i tempi di processo;
- una nuova tecnologia di separazione e di pompaggio sottomarino di idrocarburi, sviluppata in collaborazione con ExxonMobil e Petrobras, collaudata positivamente a una profondità d'acqua di 450 metri;
- un sistema innovativo di posa di condotte in acque profonde, concepito e sviluppato per il progetto Blue Stream e validato operativamente nell'offshore norvegese;
- un processo di conversione del gas naturale in idrocarburi liquidi, in corso di trasferimento su scala dimostrativa, basato sulla sintesi di Fischer-Tropsch condotta con catalizzatori originali;
- un processo di trasformazione in distillati di residui di raffinazione e di greggi pesanti, del quale è stata confermata la validità tecnica ed economica;
- un processo in massa continua, basato su un catalizzatore al neodimio, per la produzione di elastomeri polibutadienici;
- nuove formulazioni di lubrificanti per autotrazione e per il settore industriale e nuove formulazioni a basso impatto ambientale di poliuretani destinate ad applicazioni nel campo dell'isolamento acustico e nel settore automobilistico.

Nel 2000 sono state applicate industrialmente per la prima volta le seguenti tecnologie messe a punto dalla ricerca interna:

- una tecnica di produzione simultanea di più reservoir nello stesso pozzo che consente di anticipare lo sfruttamento delle riserve e di ottimizzarne il recupero;
- una tecnologia di perforazione "lean profile" e un sistema di ottimizzazione della geometria di pozzo caratterizzati da significative riduzioni dei tempi e dei costi operativi;
- un metodo innovativo di monitoraggio delle occlusioni nel tubing di produzione di petrolio;
- una nuova tecnologia di ramificazione dei copolimeri stirene/butadiene in soluzione per applicazioni nel settore dei pneumatici;

PRINCIPALI LINEE DI RICERCA

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti (*)
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti (*)
Sistemi avanzati di perforazione

Performance dei processi e differenziazione dei prodotti
Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione (*)

Valorizzazione dei feedstocks
Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze (*)
Conversione del gas a prodotti liquidi (*)
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri (*)

Tutela dell'ambiente
Riformulazione di carburanti e lubrificanti (*)
Processi catalitici "puliti" (*)
Monitoraggio della qualità dell'aria (*)
Bonifica di terreni inquinati (*)

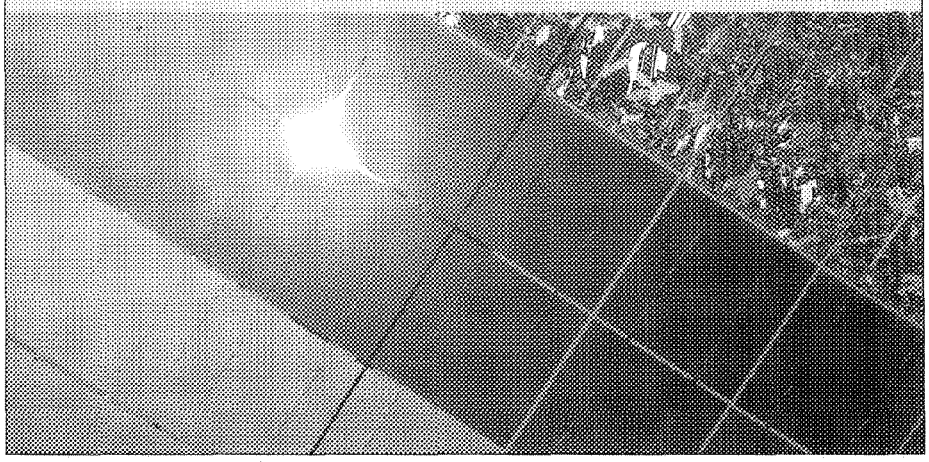
(*) Linee di ricerca sostenute con il contributo dei

- un nuovo pacchetto di additivi antiusura per la formulazione di olii idraulici e un nuovo pacchetto per la formulazione di lubrificanti per il mercato iraniano;
- un sistema per la valutazione quantitativa del contributo all'inquinamento atmosferico delle diverse fonti presenti nella stessa area industriale.

È stata completata la costruzione a Ferrara dell'impianto dimostrativo per la produzione di ossido di propilene con il nuovo processo via acqua ossigenata e sono stati avviati a Porto Torres nuovi impianti per la produzione di fenolo e di cumene con processi più avanzati.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

Le politiche dell'Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente e l'incolumità pubblica hanno l'obiettivo di garantire la sicurezza e la salute delle popolazioni, dei clienti, dei dipendenti e dei contrattisti e la salvaguardia dell'ambiente e di



Italia - Nettuno
Particolare retro celle su pannello GN

informare periodicamente il pubblico sulle azioni svolte e sui risultati conseguiti, attraverso la pubblicazione annuale del "Rapporto Salute, Sicurezza e Ambiente" del Gruppo che include il Rapporto consolidato dell'Eni e quelli delle società operative.

Le principali direttrici sulle quali l'Eni è impegnata sono le certificazioni e gli audit dei siti operativi, la sorveglianza sanitaria con metodiche innovative, l'attenzione alla sicurezza per le imprese appaltatrici e una strategia di riduzione delle emissioni di anidride carbonica, anche attraverso l'espansione della generazione elettrica con cicli combinati alimentati a gas.

Nel 2000 le spese di salute, sicurezza e ambiente del Gruppo (774 milioni di euro) sono aumentate del 9,6% rispetto al 1999 a seguito delle maggiori spese correnti e dei maggiori investimenti.

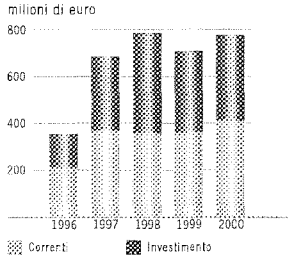
Le risorse umane impegnate nella gestione delle attività di salute, sicurezza e ambiente sono state di circa 600 unità equivalenti a tempo pieno.

Nel settore della salute è operante un sistema di assidua sorveglianza sanitaria, con un'intensità tanto maggiore quanto più alta è l'esposizione al rischio. Nei contesti dove l'esposizione è maggiore, nel 2000 sono state eseguite in media 2 visite e 18 esami medici per dipendente.

Al fine di garantire l'efficacia operativa dei sistemi di gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente sono stati condotti 60 audit nei siti industriali e nelle unità operative.

Nel settore Esplorazione e Produzione è stata confermata la certificazione ISO 14001 del Sistema di Gestione Ambientale dell'Eni Divisione Agip relativamente alle attività in Italia. La Divisione Agip ha effettuato nei Distretti e nelle Consociate operanti in Italia verifiche e audit dei siti operativi mediante l'utilizzo di indicatori di performance, con particolare attenzione alla sicurezza. Sono state effettuate attività di verifica presso consociate estere, in particolare in Kazakistan, Egitto, Nigeria e presso i fornitori strategici.

Spese di salute, sicurezza e ambiente



Nel 1996 solo spese ambientali.

Nel settore Gas Naturale i sistemi di gestione dell'ambiente inerenti gli uffici di sede, le 22 centrali di compressione e il terminale GNL di Panigaglia, operativi dal secondo semestre, hanno ottenuto la Certificazione di conformità alle norme internazionali ISO 14001. Sono state effettuate azioni di riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di anidride carbonica con l'installazione di turbine a gas a elevato rendimento e sono state utilizzate navi e sistemi di gestione avanzati per migliorare la sicurezza e la tutela dell'ambiente nel trasporto marittimo.

L'Italgas, nell'ambito della certificazione del proprio sistema integrato qualità, sicurezza sul lavoro e ambiente, ha superato le verifiche ispettive documentali previste dall'Ente certificatore per lo standard ISO 14001.

Nel settore Raffinazione e Marketing è stata conseguita la certificazione ISO 14001 per la raffineria di Gela, i depositi di Calenzano e di Rho, lo stabilimento lubrificanti di Livorno e il deposito costiero gas di Livorno.

Nel 2000 è stata avviata la certificazione di altre importanti realtà aziendali quali la raffineria di Taranto, l'organizzazione aziendale che gestisce il trasporto via mare, i depositi di Volpiano e di Ponte Galeria, lo stabilimento di Fornovo e le aree commerciali rete di Milano, Bologna e Bari.

Sono stati condotti audit, con personale aziendale opportunamente formato, in tutti i siti industriali e della logistica.

Nel settore della Petrolchimica le azioni hanno riguardato principalmente la prevenzione sanitaria, la riduzione degli infortuni e il proseguimento della certificazione dei siti industriali. È stato assegnato all'EniChem il premio 2000 dell'Associazione Italiana per la Ricerca sul Cancro per l'impegno volto alla salvaguardia della salute e dell'ambiente e per l'approccio innovativo nell'analisi degli aspetti eco-tossicologici della produzione e del relativo impatto ambientale.

Lo stabilimento di Sarroch ha conseguito la certificazione di sicurezza secondo lo standard OSHAS 18001 e, primo fra tutti i siti nazionali, il certificato di "Eccellenza" in considerazione della certificazione ambientale e di qualità già ottenuta in precedenza.

Sono state ottenute inoltre le certificazioni ambientali secondo le norme ISO 14001 degli stabilimenti di Ravenna e di Sarroch, portando a 12 i siti EniChem già certificati secondo le norme ISO 14001. Gli stabilimenti di Brindisi e di Ferrara hanno affiancato Mantova nel conseguimento della Registrazione EMAS (EcoManagement and Audit Scheme).

Nel settore Ingegneria e Servizi la Saipem ha conseguito la certificazione ISM (International Safety Management) del mezzo di perforazione Scarabeo 5 e ha attuato i programmi di formazione del personale operante nell'offshore, in linea con i regolamenti e le migliori pratiche internazionali.

La Snamprogetti ha eseguito numerosi studi e analisi di impatto ambientale, in particolare per le centrali a ciclo combinato e gli elettrodotti in corso di progettazione.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ricavi della gestione caratteristica	28.341	31.008	47.938
Altri ricavi e proventi	727	952	906
Costi operativi	(20.950)	(22.782)	(34.228)
Margine operativo lordo	**8.118**	**9.178**	**14.615**
Ammortamenti e svalutazioni	(4.308)	(3.698)	(3.843)
Utile operativo	**3.810**	**5.480**	**10.772**
Proventi (oneri) finanziari netti	(41)	10	64
Proventi netti su partecipazioni	396	89	33
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**4.165**	**5.579**	**10.869**
Oneri straordinari netti	(518)	(528)	(512)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato	**3.647**	**5.051**	**10.357**
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (1)	273		
Imposte sul reddito	(1.450)	(2.054)	(4.335)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**2.470**	**2.997**	**6.022**
Utile di terzi azionisti	(142)	(140)	(251)
Utile netto	**2.328**	**2.857**	**5.771**

(1) Lo IAS 12 aggiornato, adottato per la prima volta a decorrere dal 1° gennaio 1998, prevede la rilevazione degli effetti fiscali differiti relativi a tutte le differenze tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i valori fiscalmente riconosciuti. Tenendo conto che parte delle differenze sono venute meno nell'esercizio, l'effetto sull'utile netto dell'esercizio 1998 si riduce a 60 milioni di euro.

Principali indicatori di mercato

	1999	2000
Prezzo medio greggio Brent dated (1)	17,87	28,39
Margini europei medi di raffinazione (2)	1,21	3,99
Cambio medio USD/euro	1,067	0,924
Euribor - Euro a tre mesi (3)	3,0	4,4

(1) In dollari USA per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(2) In dollari USA per barile FOB Mediterraneo greggio Brent, benzina senza piombo. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.
(3) Valori percentuali.

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2000 chiude con l'utile netto di 5.771 milioni di euro, oltre il doppio dell'utile conseguito nel 1999. Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni del settore Gas Naturale[1] (312 milioni di euro) e quello delle componenti non ricorrenti[2], l'utile netto aumenta dell'80% a seguito essenzialmente della rilevante crescita dell'utile operativo che riflette non solo l'aumento dei prezzi degli idrocarburi di produzione e dei margini di raffinazione, ma anche la crescita della produzione venduta di idrocarburi, l'incremento dei volumi di gas naturale venduti e trasportati per conto terzi, le azioni di contenimento dei costi nonché il miglioramento (366 milioni di euro) della gestione operativa della Petrolchimica.

Le azioni di contenimento dei costi hanno consentito di ottenere risparmi complessivi di 435 milioni di euro[3] che hanno portato a 724 milioni di euro la riduzione realizzata nel biennio 1999-2000, ben oltre il target atteso nello stesso periodo. L'accelerazione degli interventi di razionalizzazione permetterà di raggiungere in anticipo l'obiettivo annunciato di risparmi complessivi di 1.660 milioni di euro al 2003.

La redditività del capitale investito (ROACE) è aumentata significativamente attestandosi al 21,5% (12,5% nel 1999).

(1) L'emanazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas Naturale, e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati sulla base della nuova vita economico-tecnica residua e non più su quella determinata in base alle aliquote stabilite nei decreti del Ministro delle finanze sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore (10 e 8%, rispettivamente per i gasdotti e per le reti di distribuzione). La modifica ha avuto un effetto di 663 milioni di euro sull'utile operativo e di 312 milioni di euro sul risultato netto.

(2) Oneri netti di 190 e 33 milioni di euro, rispettivamente nel 1999 e nel 2000.

(3) Di cui 50 riferiti ai risparmi sugli approvvigionamenti di beni di investimento.

L'utile operativo (10.772 milioni di euro) è aumentato del 97% rispetto al 1999 (89% escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni del settore Gas Naturale e delle componenti non ricorrenti); in particolare:

- l'aumento dei prezzi in euro degli idrocarburi di produzione (greggio +78,7%; gas naturale +58%), connesso all'andamento dello scenario energetico e all'apprezzamento del dollaro sull'euro (13,4%), la maggiore produzione venduta (8,7%) e le azioni di contenimento dei costi hanno consentito al settore Esplorazione e Produzione di realizzare un incremento dell'utile operativo del 133% rispetto al 1999 e di contribuire per il 61% alla formazione dell'utile operativo dell'Eni (circa il 52% nel 1999);
- l'incremento dei margini di raffinazione (il margine del Brent è passato da 1,21 a 3,99 dollari/barile), sostenuti dalla crescita della domanda, dai bassi livelli di stoccaggio e dall'apprezzamento del dollaro sull'euro, le maggiori lavorazioni e le migliori rese nonché le azioni di contenimento dei costi hanno consentito al settore Raffinazione e Marketing di aumentare l'utile operativo del 106% rispetto al 1999; questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di 119 milioni di euro, dai maggiori oneri ambientali e dalla flessione dei margini unitari di distribuzione sul mercato rete in Italia dovuta essenzialmente all'aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi non trasferito interamente sui prezzi di vendita per la forte pressione competitiva;
- la flessione dei margini unitari della distribuzione primaria è stata parzialmente compensata dalla crescita dell'1,7% dei volumi di gas naturale venduti e del 30,2% dei volumi di gas naturale trasportati per conto terzi, nonché dalle azioni di contenimento dei costi. Il settore Gas Naturale ha registrato una riduzione del 3,6%[4] dell'utile operativo; il contributo alla formazione dell'utile operativo dell'Eni passa dal 47 al 29%;
- i maggiori margini unitari dei prodotti (+27%) e le azioni di contenimento dei costi hanno consentito il ritorno all'utile della Petrolchimica (4 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 362 milioni di euro del 1999).

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(milioni di €)

	1998	1999	**2000**
Esplorazione e Produzione	5.206	6.840	12.308
Gas Naturale	9.625	9.900	13.935
Generazione Elettrica			492
Raffinazione e Marketing	10.374	14.415	25.462
Petrolchimica	4.018	4.096	6.018
Ingegneria e Servizi	3.348	2.988	2.146
Altre attività	552	555	608
Attività in corso di dismissione	253	83	
Elisioni di consolidamento	(5.065)	(7.869)	(13.031)
	26.341	**31.008**	**47.938**

I ricavi della gestione caratteristica "ricavi" (47.938 milioni di euro) aumentano di 16.930 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 54,6%, a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi e dei volumi venduti di idrocarburi e dei principali prodotti del downstream, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle attività nel settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi del settore Esplorazione e Produzione (12.308 milioni di euro) aumentano di 5.468 milioni di euro, pari al 79,9%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori prezzi in euro del petrolio equity (78,7%) e del gas naturale equity (58%), nonché del prezzo dei greggi commercializzati (71,6%); (ii) della maggiore produzione venduta di idrocarburi (34,4 milioni di boe, pari

(4) Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni (663 milioni di euro).

all'8,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore attività di commercializzazione di greggi d'acquisto (12,7 milioni di barili, pari al 49%).

I ricavi del settore Gas Naturale (13.935 milioni di euro) aumentano di 4.035 milioni di euro, pari al 40,8%, a seguito essenzialmente: (i) del maggior prezzo del gas naturale connesso all'andamento delle quotazioni dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi; (ii) dell'aumento dei volumi venduti dalla distribuzione primaria (1,01 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%) e di quelli trasportati per conto terzi (3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%); (iii) dell'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo (complessivamente 0,90 miliardi di metri cubi).

I ricavi del settore Generazione Elettrica ammontano a 492 milioni di euro e sono riferiti per 311 milioni di euro alla vendita di energia elettrica e per 152 milioni di euro alla vendita di vapore; circa il 37% dei ricavi riguarda vendite ad altre società del Gruppo.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (25.462 milioni di euro) aumentano di 11.047 milioni di euro, pari al 76,6%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (per il gasolio rete e la benzina super in Italia, rispettivamente, del 60,8 e del 56,2%), dei maggiori prezzi e, in misura minore, delle maggiori quantità commercializzate di greggi d'acquisto (6,22 milioni di tonnellate, pari al 31%), nonché dell'aumento delle vendite di prodotti petroliferi (1,64 milioni di tonnellate, pari al 3,2%).

I ricavi del settore Petrolchimica (6.018 milioni di euro) aumentano di 1.922 milioni di euro, pari al 46,9%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei ricavi medi unitari dei prodotti (46%), in particolare nella petrolchimica di base, nonché del prezzo delle materie prime petrolifere d'acquisto commercializzate.

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (2.146 milioni di euro) diminuiscono di 842 milioni di euro, pari al 28,2%, a seguito della minore attività svolta, in particolare nell'area Chimica e fertilizzanti e nelle aree Costruzioni mare e Costruzioni terra.

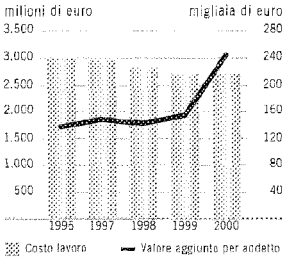
COSTI OPERATIVI

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.033	20.000	31.442
Costo lavoro	2.917	2.782	2.786
	20.950	**22.782**	**34.228**

I costi operativi (34.228 milioni di euro) aumentano di 11.446 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 50,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei costi unitari di approvvigionamento del gas naturale e delle materie prime petrolifere e petrolchimiche dovuto all'andamento dello scenario energetico e all'apprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro; (ii) dell'incremento dei volumi di gas naturale acquistati da terzi (3,84 miliardi di metri cubi, pari all'8,6%), delle produzioni della Petrolchimica (234 mila tonnellate, pari al 2,8%), delle lavorazioni in conto proprio delle raffinerie (630 mila tonnellate, pari all'1,7%) nonché degli acquisti di prodotti petroliferi (1,45 milioni di tonnellate, pari all'11%) per la commercializzazione sui mercati esteri e sul mercato italiano; (iii) dell'aumento dei volumi (circa 33 milioni di barili) e dei prezzi dei greggi d'acquisto commercializzati; (iv) dell'accantonamento prudenziale effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire/metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima[5]; (v) dell'aumento delle royalties (221 milioni di euro) connesso alla crescita del valore della produzione di idrocarburi; (vi) della circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di petrolio e di prodotti petroliferi di 134 milioni di euro; (vii) dell'entrata nell'area di consolida-

Costo lavoro e valore aggiunto per addetto



(5) Con sentenza del 15 febbraio 2001 il TAR della Lombardia ha annullato la deliberazione; il 16 marzo l'Autorità ha proposto il ricorso al Consiglio di Stato chiedendo la sospensione della sentenza.

mento delle società di distribuzione secondaria di gas naturale Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai minori costi operativi del settore Ingegneria e Servizi a seguito della flessione dell'attività svolta; (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate, parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro, nonché allo sviluppo delle attività.

Il costo lavoro (2.786 milioni di euro) è in linea con l'esercizio precedente. Gli effetti della riduzione dell'occupazione media in Italia di circa 2.500 unità dovuta alle azioni di razionalizzazione in tutti i settori sono stati parzialmente compensati dalla crescita di circa il 3% del costo lavoro unitario in Italia e dall'aumento di quello all'estero dovuto in particolare all'effetto cambio.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Esplorazione e Produzione	1.897	1.654	2.364
Gas Naturale (1)	1.033	1.045	454
Generazione Elettrica			30
Raffinazione e Marketing	459	476	502
Petrolchimica	251	284	273
Ingegneria e Servizi	107	109	144
Altre attività	30	24	31
Attività in corso di dismissione	1		
Totale ammortamenti	**3.778**	**3.592**	**3.788**
Svalutazioni	530	106	55
	4.308	**3.698**	**3.843**

(1) Nel 2000 la modifica della vita utile dei beni ha avuto un impatto di 663 milioni di euro.

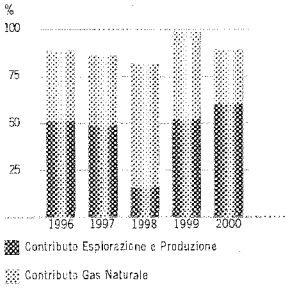
Gli ammortamenti e le svalutazioni ammontano a 3.843 milioni di euro. L'aumento degli ammortamenti sia di sviluppo (437 milioni di euro), per la crescita delle produzioni, sia di ricerca esplorativa (273 milioni di euro), connessi alla maggiore attività di ricerca finalizzata a valorizzare le aree di recente acquisizione, nel settore Esplorazione e Produzione è stato parzialmente assorbito dall'effetto della modifica della vita utile dei beni del settore Gas Naturale.

UTILE OPERATIVO

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Esplorazione e Produzione	594	2.834	6.603
Gas Naturale	2.513	2.580	3.150
Generazione Elettrica			28
Raffinazione e Marketing	730	478	986
Petrolchimica	0	(362)	4
Ingegneria e Servizi	198	149	144
Altre attività	(168)	(199)	(143)
Attività in corso di dismissione	(57)		
	3.810	**5.480**	**10.772**

Contributi dei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale all'utile operativo dell'Eni



Esplorazione e Produzione

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 6.603 milioni di euro con un aumento di 3.769 milioni di euro, pari al 133%, dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori prezzi in euro del petrolio equity (78,7%) e del gas naturale equity (58%) a seguito dell'andamento favorevole dello scenario energetico e dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alla maggiore produzione venduta di idrocarburi all'estero (55 milioni di boe, pari al 21,5%); (iii) alla riduzione dei costi (circa 60 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro, nonché all'incremento di attività. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento degli ammortamenti sia di sviluppo (437 milioni di euro), per la crescita delle produzioni, sia di ricerca esplorativa (273 milioni di euro) connessi alla maggiore attività di ricerca finalizzata a valorizzare le aree di recente acquisizione; (ii) dalla flessione della produzione venduta di idrocarburi in Italia (20,6 milioni di boe, pari al 14,9%) dovuta alla necessità di ricostituire degli stoccaggi di gas naturale[6] dopo gli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000 e alla minore produzione; (iii) dall'aumento delle royalties (221 milioni di euro); (iv) dalla circostanza che nell'esercizio precedente venne effettuata una ripresa di valore di asset minerari di 113 milioni di euro.

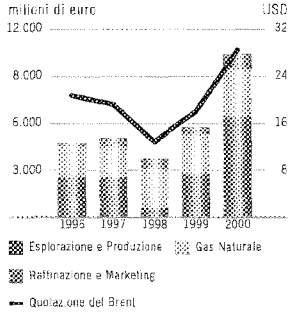
Gas Naturale

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.150 milioni di euro. Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni (663 milioni di euro), l'utile operativo diminuisce del 3,6% a seguito essenzialmente: (i) della flessione del margine unitario della distribuzione primaria di gas naturale dovuta in particolare all'accantonamento prudenziale di 273 milioni di euro[7] effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire/metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima; (ii) della modifica del mix di vendita connessa alla maggiore incidenza delle vendite al settore industriale e alle società distributrici di energia elettrica; (iii) della riduzione dei volumi venduti dalla distribuzione secondaria in Italia (0,19 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e agli effetti dell'inflazione nonché all'incremento di attività; (ii) dai maggiori volumi venduti dalla distribuzione primaria (1,01 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%) e dai maggiori volumi trasportati per conto terzi (3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%); (iii) dall'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo.

Generazione Elettrica

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 28 milioni di euro che riflette l'andamento sfavorevole del margine unitario dell'energia elettrica dovuto ai ritardi temporali nell'adeguamento dei prezzi di vendita al costo crescente dei combustibili.

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



Raffinazione e Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 986 milioni di euro con un aumento di 508 milioni di euro, pari al 106,3%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini di raffinazione (il margine del Brent è passato da 1,21 a 3,99 dollari/barile) sostenuti dalla crescita della domanda, dai bassi livelli di stoccaggio e dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio (630 mila tonnellate, pari all'1,7%) e alle migliori rese di lavorazione; (iii) alla riduzione dei costi (circa 105 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore

(6) Immissioni nette di 4,6 milioni di boe nel 2000 a fronte di prelievi netti di 6,6 milioni nel 1999.

(7) L'impatto sull'utile netto ammonta a 163 milioni di euro.

delle scorte di petrolio e di prodotti di 119 milioni di euro; (ii) dai maggiori accantonamenti per oneri ambientali (71 milioni di euro); (iii) dalle minori vendite in Italia sui mercati rete (280 mila tonnellate), a seguito della riduzione del numero delle stazioni di servizio per dismissioni e chiusure, ed extrarete (320 mila tonnellate), a seguito della riduzione dei consumi nazionali; (iv) dalla flessione dei margini dell'attività commerciale sul mercato rete in Italia dovuta essenzialmente all'aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi non trasferito interamente sui prezzi di vendita per la forte pressione competitiva.

Petrolchimica
Il settore ha conseguito l'utile operativo di 4 milioni di euro a fronte della perdita di 362 milioni di euro registrata nel 1999. Il miglioramento di 366 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori margini unitari dei prodotti (27%); (ii) alle minori svalutazioni di impianti (un milione di euro a fronte di 49 milioni di euro nel 1999); (iii) all'impatto positivo (80 milioni di euro) sulla valutazione delle rimanenze, effettuata al costo medio, della lievitazione dei costi di acquisto verificatasi nell'esercizio (6 nel 1999); (iv) alla riduzione dei costi (circa 30 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate che ha sostanzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro e della sterlina nei confronti dell'euro; (v) ai minori accantonamenti per oneri ambientali (26 milioni di euro) relativi agli impianti in esercizio.

Ingegneria e Servizi
Il settore ha conseguito l'utile operativo di 144 milioni di euro (di cui 141 riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*) con una diminuzione di 5 milioni di euro, pari al 3,4%. Nell'attività *ingegneria* l'utile operativo diminuisce di 38 milioni di euro a seguito della minore attività svolta e della minore redditività delle commesse dovute alla contingente situazione di mercato caratterizzata dalla riduzione della domanda e da una forte competizione. Nell'attività *costruzioni e perforazioni* l'utile operativo aumenta di 33 milioni di euro a seguito essenzialmente del positivo andamento delle aree Perforazioni; in particolare dell'area Perforazioni mare per la ripresa degli investimenti da parte delle società petrolifere nel secondo semestre dell'esercizio e per l'entrata in operatività di due nuovi mezzi navali. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile operativo nelle Costruzioni mare dovuta essenzialmente alla contrazione dell'attività registrata nel primo semestre dell'esercizio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal contributo del progetto Blue Stream.

Altre attività
Nelle Altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. La perdita operativa ammonta a 143 milioni di euro, con una riduzione di 56 milioni di euro dovuta prevalentemente ai maggiori margini dell'attività assicurativa.

PROVENTI FINANZIARI NETTI

I proventi finanziari netti ammontano a 64 milioni di euro, con un aumento di 54 milioni di euro rispetto al 1999 dovuto ai maggiori proventi netti per differenze cambio, parzialmente assorbiti dagli effetti della crescita dei tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor 1,4 punti percentuali) e dalla circostanza che nel 1999 vennero rilevati proventi non ricorrenti connessi alla riscossione di crediti di imposta (95 milioni di euro).

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni di 33 milioni di euro (89 milioni di euro nel 1999) rappresentano il saldo tra proventi per 211 milioni di euro e oneri per 178 milioni di euro. I proventi riguardano gli utili conseguiti da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare nel settore Petrolchimica (46 milioni di euro), nel settore Raffinazione e Marketing (44 milioni di euro), nel settore Gas Naturale (44 milioni di euro), nell'attività assicurativa (31

milioni di euro) e nell'attività *ingegneria* (17 milioni di euro). Gli oneri riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (45 milioni di euro), in particolare per l'ammortamento del goodwill, le perdite sofferte da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare Albacom SpA (81 milioni di euro), e la svalutazione della partecipazione nell'EVC International NV (17 milioni di euro). La riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 56 milioni di euro è dovuto in particolare all'ammortamento del goodwill sulla Galp, parzialmente assorbito dal miglioramento di 31 milioni di euro del risultato di competenza Eni della Polimeri Europa Srl.

ONERI STRAORDINARI NETTI

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Plusvalenze da cessioni	57	77	86
Altri proventi straordinari	78	26	146
Totale proventi straordinari	**135**	**103**	**232**
Oneri di ristrutturazione:			
- accantonamenti a fondi per rischi e oneri	(277)	(330)	(182)
- svalutazioni e minusvalenze	(183)	(169)	(34)
- incentivazione esodi	(129)	(110)	(202)
	(589)	**(609)**	**(418)**
Altri oneri straordinari	(64)	(22)	(326)
Totale oneri straordinari	**(653)**	**(631)**	**(744)**
	(518)	**(528)**	**(512)**

Le plusvalenze su cessioni (86 milioni di euro) riguardano essenzialmente le cessioni di partecipazioni in società africane del settore Raffinazione e Marketing (63 milioni di euro), le cessioni di immobili (14 milioni di euro) e la cessione di stazioni di servizio (8 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari (146 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) il provento su partecipazioni (35 milioni di euro) derivante dalla fatturazione da parte della partecipata Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (Tenp) agli utilizzatori del gasdotto di tariffe addizionali riferite a esercizi precedenti a seguito della definizione di un contenzioso fiscale; (ii) l'esito della definizione di contenziosi e transazioni (73 milioni di euro).

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (182 milioni di euro) riguardano gli oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica (99 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (83 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi (202 milioni di euro) riguardano in particolare i settori Raffinazione e Marketing (49 milioni di euro), Gas Naturale (33 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (31 milioni di euro), Esplorazione e Produzione (28 milioni di euro) e Petrolchimica (27 milioni di euro), nonché l'Eni Corporate (22 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari (326 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'accantonamento prudenziale al fondo rischi di 112 milioni di euro della sanzione pecuniaria inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato all'AgipPetroli SpA per l'asserita violazione dell'art. 2 della legge 287/1990 in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere, oneri fiscali pregressi relativi all'Agip Angola Production BV (90 milioni di euro), la tariffa addizionale di trasporto del gas (72 milioni di euro) corrisposta alla Tenp, come indicato negli altri proventi straordinari, nonché oneri per altri contenziosi (40 milioni di euro).

COMPONENTI NON RICORRENTI

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Svalutazioni asset	(530)	(106)	(55)
Rivalutazioni asset		113	
Rivalutazioni (svalutazioni) scorte	(199)	134	80
Oneri per bonifiche (Raffinazione e Marketing)	(27)		
Componenti non ricorrenti nell'utile operativo	**(756)**	**141**	**25**
di cui:			
- Esplorazione e Produzione	(484)	120	
- Gas Naturale	(40)	(26)	(5)
- Raffinazione e Marketing	(177)	94	(45)
- Petrolchimica	(53)	(43)	79
- altre	(2)	(4)	(4)
Proventi (oneri) straordinari netti	(518)	(528)	(512)
Proventi finanziari non ricorrenti		95	
Proventi non ricorrenti su partecipazioni	400		
Totale prima delle imposte	**(874)**	**(292)**	**(487)**
Effetto netto IAS 12 aggiornato	60		
Imposte (stima)	272	102	508
Utile di terzi azionisti			(54)
Componenti non ricorrenti dopo le imposte	**(542)**	**(190)**	**(33)**

Le componenti non ricorrenti (33 milioni di euro) riguardano:

- proventi netti di 25 milioni di euro nell'utile operativo, che rappresentano il saldo tra l'impatto positivo (80 milioni di euro) sulla valutazione delle rimanenze, effettuata al costo medio, della lievitazione dei costi di acquisto verificatasi nell'esercizio nella Petrolchimica e la svalutazione di impianti (55 milioni di euro), in particolare nel settore Raffinazione e Marketing;
- gli oneri straordinari netti nel loro ammontare complessivo (512 milioni di euro);
- l'effetto fiscale delle componenti non ricorrenti nonché il provento connesso all'utilizzo per esuberanza del fondo imposte differite (410 milioni di euro).

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 4.335 milioni di euro, con un incremento di 2.281 milioni di euro a seguito principalmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte. L'effetto sul tax rate dell'aumento del valore della produzione di idrocarburi nei paesi a elevata fiscalità o a margine garantito (5,2 punti percentuali) è stato parzialmente compensato dall'eccedenza del fondo imposte differite (3,9 punti percentuali) a seguito della rivalutazione, effettuata entro i limiti delle rettifiche di valore dei beni ammortizzabili operata esclusivamente in applicazione di norme tributarie, e del riallineamento dei valori fiscali ai maggiori valori civilistici. Il tax rate aumenta di 1,2 punti percentuali.

I benefici fiscali connessi alla rivalutazione dei beni dell'attività di trasporto nel settore Gas Naturale sono stati prudenzialmente differiti agli esercizi in cui saranno effettivamente realizzati.

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione ammontano a 1.944 milioni di euro, con un aumento di 1.416 milioni di euro rispetto al 1999 che riflette, in particolare, i maggiori prezzi degli idrocarburi.

UTILE DI TERZI AZIONISTI

L'utile di competenza di terzi azionisti (251 milioni di euro) aumenta di 111 milioni di euro rispetto al 1999 a seguito, in particolare, dell'aumento dell'utile conseguito dall'Italgas SpA.

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	23.074	26.797
Immobilizzazioni immateriali	2.175	2.391
Partecipazioni	1.446	4.223
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.670	1.659
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(717)	(825)
	27.648	**34.245**
Capitale di esercizio netto	(1.221)	(1.973)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(411)	(457)
Capitale investito netto	**26.016**	**31.815**
Patrimonio netto (1)	18.398	22.401
Interessi di terzi azionisti	1.351	1.672
Indebitamento finanziario netto	6.267	7.742
Coperture	**26.016**	**31.815**

(1) Nello stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto di n. 88.763.000 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2000 è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2000 ammonta a 31.815 milioni di euro, con un incremento di 5.799 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999 dovuto principalmente alle acquisizioni. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto è pari a 0,32, invariato rispetto al 31 dicembre 1999.

Le immobilizzazioni materiali (26.797 milioni di euro) si riferiscono principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (48,9%), Gas Naturale (25,5%) e Raffinazione e Marketing (12,7%). Il fondo ammortamento e svalutazione (35.564 milioni di euro) rappresenta il 56,33% delle immobilizzazioni materiali lorde (57,8% al 31 dicembre 1999).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (4.223 milioni di euro) riguardano principalmente il 28% delle azioni della Lasmo Plc in relazione all'OPA totalitaria lanciata dall'Eni il 21 dicembre 2000 (1.213 milioni di euro), il 33,34% della Galp (899 milioni di euro), il 50% della Polimeri Europa Srl (237 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Company BV (212 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (114 milioni di euro), il 50% della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (102 milioni di euro), il 35% dell'Albacom SpA (97 milioni di euro), il 49% della Superoctanos Ca (80 milioni di euro) e il 50% della Raffineria di Milazzo SpA (74 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (1.659 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi da imprese del settore Esplorazione e Produzione (714 milioni di euro), dalle società finanziarie nell'interesse di imprese dell'Eni (465 milioni di euro) e dalla Petrolchimica (262 milioni di euro, di cui 259 alla Polimeri Europa Srl).

Il capitale di esercizio netto si analizza come segue:

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Rimanenze	2.625	3.120
Crediti commerciali	7.485	9.186
Debiti commerciali	(4.200)	(4.903)
Debiti tributari e fondo imposte netto (1)	(4.219)	(5.629)
Fondi per rischi e oneri (2)	(3.735)	(4.349)
Altre attività e passività di esercizio (3)	821	602
	(1.221)	**(1.973)**

(1) Il fondo imposte è al netto dei risconti per imposte anticipate di 806 milioni di euro (225 al 31 dicembre 1999).

(2) Include, tra l'altro, il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.689 milioni di euro (1.479 al 31 dicembre 1999) e la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 604 milioni di euro (604 al 31 dicembre 1999).

(3) Comprendono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 1.059 milioni di euro (780 al 31 dicembre 1999).

I debiti finanziari e obbligazioni ammontano a 11.044 milioni di euro, di cui 5.928 a breve termine e 5.116 a medio lungo termine. Il 54% è denominato in euro, il residuo 46% in altre valute, principalmente dollari. L'indebitamento finanziario netto ammonta a 7.742 milioni di euro, con un aumento di 1.475 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Debiti finanziari e obbligazioni	9.551	11.044
Disponibilità liquide	(1.212)	(1.244)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.730)	(1.456)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(343)	(550)
Altro	1	(52)
	6.267	**7.742**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.470	2.997	6.022
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.468	3.869	4.307
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(443)	(60)	(82)
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	1.743	2.618	4.990
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**8.238**	**9.424**	**15.237**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	785	(660)	(1.592)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(2.159)	(516)	(3.062)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.864**	**8.248**	**10.583**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(5.152)	(5.483)	(5.431)
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(407)	(114)	(3.483)
Dismissioni	371	295	277
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(118)	(446)	(69)
Free cash flow	**1.558**	**2.500**	**1.877**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	2.019	(433)	111
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(3.715)	(294)	121
Flusso di cassa del capitale proprio	(645)	(1.311)	(2.118)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(24)	(29)	41
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(807)**	**433**	**32**
Free cash flow	**1.558**	**2.500**	**1.877**
Indebitamento finanziario netto società acquisite	(6)		(901)
Indebitamento finanziario netto società disinvestite	30	3	20
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	43	(389)	(353)
Flusso di cassa del capitale proprio	(645)	(1.311)	(2.118)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**980**	**803**	**(1.475)**

Il flusso di cassa netto generato dalle attività di esercizio di 10.583 milioni di euro ha consentito di coprire interamente i fabbisogni connessi all'elevato livello di investimenti tecnici (5.431 milioni di euro) e in partecipazioni (4.384 milioni di euro, compreso l'indebitamento finanziario netto assunto).

La rettifica dell'utile prima degli interessi di terzi azionisti per ammortamenti e altri componenti non monetari (4.307 milioni di euro) riguarda principalmente gli ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali (3.843 milioni di euro) e l'incremento dei fondi rischi e oneri (344 milioni di euro) connesso principalmente all'accantonamento effettuato a seguito della deliberazione n. 193 del 22 dicembre 1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di prezzi del gas naturale e agli accantonamenti netti al fondo smantellamento e ripristino siti.

La rettifica per dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito riguarda: (i) le imposte sul reddito dovute (4.335 milioni di euro); (ii) gli oneri straordinari netti (512 milioni di euro); (iii) gli oneri finanziari netti (187 milioni di euro); (iv) in deduzione, i dividendi iscritti (44 milioni di euro).

L'aumento del capitale di esercizio netto (1.592 milioni di euro) è dovuto principalmente all'incremento dei crediti commerciali e diversi (2.025 milioni di euro) e delle rimanenze (523 milioni di euro), parzialmente assorbito dall'aumento dei debiti commerciali e diversi (932 milioni di euro).

L'aumento dei crediti commerciali e diversi è dovuto principalmente ai maggiori prezzi di vendita del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petrolchimici rilevati nel quarto trimestre dell'esercizio rispetto al corrispondente periodo del 1999 e dall'aumento dei crediti commerciali nel settore Ingegneria e Servizi, in particolare a seguito dell'avvio da parte del consorzio Cepav Uno dei lavori relativi al progetto alta capacità/velocità. L'incremento delle rimanenze è dovuto prin-

cipalmente all'immissione di 2,43 miliardi di metri cubi di gas naturale nel sistema di stoccaggio dell'Eni da parte della Snam SpA (324 milioni di euro).

L'incremento dei debiti commerciali e diversi è riconducibile principalmente ai maggiori costi operativi a seguito dell'incremento dei prezzi di acquisto i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai pagamenti posticipati a gennaio 2000 a tutela dei possibili effetti del "Millenium bug".

I dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati e imposte sul reddito pagate (3.062 milioni di euro) riguardano principalmente il pagamento delle imposte sul reddito.

INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI[1]

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Esplorazione e Produzione	2.882	3.258	3.539
Gas Naturale	921	906	780
Generazione Elettrica			14
Raffinazione e Marketing	586	524	533
Petrolchimica	331	289	265
Ingegneria e Servizi	354	425	345
Altre attività	61	55	55
Attività in corso di dismissione	17	16	0
	5.152	**5.483**	**5.431**

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale pari a 210, 213 e 207 milioni di euro, rispettivamente nel 1998, 1999 e nel 2000.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (5.431 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 39 milioni di euro) hanno riguardato per l'80% i settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale e per il 59% le attività all'estero. Informazioni in ordine agli investimenti effettuati nell'esercizio sono riportate nel commento all'andamento operativo dei principali settori di attività.
Gli investimenti per l'acquisizione di partecipazioni, compreso l'indebitamento finanziario netto assunto, ammontano a 4.384 milioni di euro e sono relativi in particolare all'acquisto del 28% delle azioni della Lasmo Plc[8] in relazione all'OPA totalitaria lanciata dall'Eni il 21 dicembre 2000 (1.225 milioni di euro), della British-Borneo (1.263 milioni di euro, di cui 847 di indebitamento finanziario netto), del 33,34% della Galp (964 milioni di euro), l'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società di distribuzione secondaria di gas naturale in Argentina (216 milioni di euro, di cui 35 di indebitamento finanziario netto), l'aumento di capitale sociale della Blue Stream Pipeline Company BV (212 milioni di euro), l'acquisto del 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (192 milioni di euro) e l'acquisto effettuato dal settore Raffinazione e Marketing della società Lesh SA, successivamente incorporata nell'Agip Distribuidora SA (72 milioni di euro).
Le dismissioni (277 milioni di euro) riguardano la cessione delle partecipazioni possedute dal settore Raffinazione e Marketing in Kenia, Costa d'Avorio, Uganda, Etiopia ed Eritrea (94 milioni di euro), oltre alla cessione di immobili, terreni, aerei, stazioni di servizio, partecipazioni e altre attività minori.
I disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento (111 milioni di euro) riguardano rimborsi di impieghi finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa.
Il flusso monetario del capitale proprio (1.544 milioni di euro) riguarda principalmente il pagamento del dividendo 1999 da parte dell'Eni SpA (1.446 milioni di euro), dell'Italgas SpA (36 milioni di euro) e della Saipem SpA (13 milioni di euro), nonché l'acquisto di n. 88.763.000 azioni proprie effettuate dall'Eni SpA per 574 milioni di euro (prezzo medio di 6,46 euro per azione).

(8) Riferito alle azioni acquistate nel dicembre 2000. L'impegno finanziario complessivo per l'acquisizione del 100% del capitale ammonta a 5.212 milioni di euro (di cui 1.021 di indebitamento finanziario netto assunto), assumendo il cambio di conversione del 31 dicembre 2000 - 1 euro = 0,6261 sterline.

ALTRE INFORMAZIONI

CORPORATE GOVERNANCE DELL'ENI

Il Consiglio di amministrazione dell'Eni, nell'adunanza del 20 gennaio 2000, ha deciso di aderire al "Codice di autodisciplina delle Società Quotate". In tale occasione il Consiglio, a seguito di specifica ricognizione, ha preso atto del sostanziale allineamento del modello organizzativo dell'Eni ai principi contenuti nel Codice, nonché alle relative raccomandazioni della Consob.

In ottemperanza alle indicazioni della Borsa Italiana SpA del maggio 2000 è fornita di seguito l'informativa sul sistema di corporate governance dell'Eni, già rappresentato nella Relazione semestrale 2000.

Il Consiglio di amministrazione: centralità, competenze, deleghe

Il Consiglio di amministrazione è l'organo centrale nel sistema di corporate governance dell'Eni. Ha la responsabilità di definire, applicare e aggiornare le regole del governo societario, nel consapevole rispetto delle normative vigenti, di determinare le linee strategiche della Società e del Gruppo e di verificare il sistema dei controlli necessari per monitorare l'andamento societario. In aggiunta alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile, il Consiglio si è riservato le decisioni relative alle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società direttamente controllate e l'approvazione di operazioni di compravendita di rilevante entità.

Il Consiglio ha conferito al Presidente la delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica e all'Amministratore delegato tutti i poteri di amministrazione della Società salvo quelli riservati al Consiglio. Il Presidente convoca le riunioni del Consiglio di amministrazione e, di concerto con l'Amministratore delegato, definisce i punti dell'ordine del giorno e assicura che ai consiglieri sia fornita informativa sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare.

Il Presidente e l'Amministratore delegato riferiscono sistematicamente al Consiglio di amministrazione e al Collegio sindacale sull'esercizio delle deleghe, fornendo adeguata informativa sugli atti compiuti e in particolare sulle eventuali operazioni anomale, atipiche o inusuali effettuate nell'esercizio delle deleghe. Particolare attenzione è riservata alle operazioni con parti correlate, che riguardano l'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato e sono esposte nella nota integrativa al bilancio.

Composizione del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale

Il Consiglio di amministrazione è composto da nove amministratori; il Collegio sindacale da cinque sindaci effettivi e due supplenti. La nomina degli amministratori e dei sindaci è regolata dagli artt. 17 e 28 dello Statuto che prevedono il voto di lista al fine di garantire la presenza di rappresentanti delle minoranze azionarie nel Consiglio di amministrazione e nel Collegio sindacale. Un consigliere di amministrazione e il Presidente del Collegio sindacale sono nominati dal Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il Consiglio è formato dal Presidente, dall'Amministratore delegato e da sette amministratori non esecutivi, di cui sei indipendenti perché privi di relazioni economiche o di qualsiasi altra natura con la società o con i suoi azionisti tali da poterne influenzare l'autonomia di giudizio e di esercizio delle proprie funzioni.

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione al Presidente e all'Amministratore delegato è determinata dal Consiglio di amministrazione. Il Consiglio definisce inoltre su proposta del Compensation Committee le politiche di retribuzione dei dirigenti del Gruppo. In applicazione alle disposizioni Consob, nella relazione sulla gestione e nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA sono indicati: (i) le partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale nell'Eni SpA e nelle società controllate; (ii) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale; (iii) le stock grant e le stock option attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni e al Direttore generale.

Attività e Comitati del Consiglio

Il Consiglio di amministrazione si riunisce di norma mensilmente. È data preventiva notizia al pubblico delle date delle adunanze previste per l'esame dei rendiconti periodici chiesti dalla normativa vigente. Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e le operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche tramite il sito internet www.eni.it.

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno due Comitati, l'Audit Committee e il Compensation Committee, composti esclusivamente da amministratori non esecutivi indipendenti; del primo fanno parte Mario Giuseppe Cattaneo, Renzo Costi, Luigi De Paoli e Giulio Marcello Sapelli; del secondo Alberto Clô, Umberto Colombo e Luigi De Paoli.

Audit Committee

L'Audit Committee, in forza della delibera assunta dal Consiglio di amministrazione il 18 ottobre 2000, svolge, nei confronti del Consiglio, funzioni consultive e propositive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione e in particolare: (i) valuta l'adeguatezza del sistema di controllo interno dell'Eni SpA e del Gruppo; (ii) valuta il piano del lavoro predisposto dalle strutture di controllo interno e riceve dallo stesso relazioni, almeno trimestrali, sul lavoro svolto; (iii) esamina annualmente le problematiche relative ai bilanci di esercizio e ai bilanci consolidati delle principali società del Gruppo incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative e i Presidenti o altri componenti dei Collegi sindacali delle relative società nonché i partner delle società incaricate della revisione del bilancio; (iv) valuta le proposte formulate dalle società di revisione per l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e il lavoro dalle stesse svolto, anche con riferimento all'indipendenza dei relativi giudizi; (v) valuta i rilievi che emergono dai rapporti di revisione del controllo interno, dalle comunicazioni del Collegio sindacale e dei singoli componenti del medesimo Collegio, dalle relazioni e dalle lettere di suggerimento della Società di revisione, dalla relazione annuale del Garante per il codice di comportamento, dalle indagini e dagli esami svolti da terzi.

Alle riunioni del Comitato possono intervenire il Presidente o altro componente del Collegio sindacale dell'Eni SpA, nonché il Presidente e l'Amministratore delegato dell'Eni SpA per esprimere le valutazioni di competenza. Il Comitato dà loro comunicazione delle proprie riunioni.

Il Comitato riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo.

Il Consiglio di amministrazione dà conto dell'attività svolta dal Comitato all'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio.

L'Audit Committee nel corso del 2000 si è riunito 12 volte e ha: (i) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di internal auditing; (ii) esaminato il programma di revisione predisposto dalla funzione di internal auditing dell'Eni SpA; (iii) esaminato la struttura e le modalità operative delle altre funzioni di internal auditing del Gruppo; (iv) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio 1999, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella società e nelle società controllate; (v) esaminato il procedimento di gara per l'assegnazione dell'incarico di revisore principale del Gruppo per il triennio 2001-2003, esprimendo i relativi orientamenti; (vi) esaminato la situazione degli incarichi di revisione del Gruppo, il consuntivo dei relativi costi e le osservazioni contenute nelle relazioni delle società di revisione ai bilanci delle società italiane del Gruppo.

Compensation Committee

Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione dei dirigenti del Gruppo e di proporre al Consiglio di amministrazione l'introduzione di meccanismi di incentivazione. Nel corso del 2000 ha proposto il piano di assegnazione gratuita di azioni Eni a dirigenti del Gruppo e il piano di incentivazione a medio termine mediante stock option da assegnare ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo (v. re-

lazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA - "Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni").

Relazioni con gli investitori e trattamento delle informazioni
Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, l'Eni ha adottato una politica di comunicazione volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli Azionisti e con il mercato e a garantire la sistematica diffusione di un'informativa esauriente e tempestiva sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare. In tale ottica, l'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici con gli investitori istituzionali e con la comunità finanziaria e dall'ampia documentazione resa disponibile e costantemente aggiornata sul sito internet dell'Eni e delle principali società del Gruppo. Apposite funzioni dell'Eni assicurano i rapporti con gli investitori e con gli Azionisti.

L'Eni si adopera attivamente per favorire la più ampia partecipazione degli Azionisti all'assemblea e per utilizzare l'assemblea come momento effettivo di dialogo e di raccordo fra la Società e gli investitori. Le modalità di svolgimento dell'assemblea sono disciplinate da apposito regolamento approvato dall'assemblea stessa.

Ruolo degli stakeholders e correttezza dei comportamenti
È convinzione dell'Eni che la creazione di valore per gli azionisti, soprattutto in una prospettiva di medio-lungo termine, passi attraverso la correttezza dei comportamenti nei confronti degli stakeholders, nell'accezione più ampia del termine (dipendenti, fornitori, partner commerciali e finanziari, collettività con cui il Gruppo interagisce).

L'Eni è tradizionalmente impegnata in una sistematica politica di valorizzazione delle proprie risorse umane, di rispetto degli impegni commerciali e finanziari assunti, di consolidamento di stretti rapporti di cooperazione con le comunità dei numerosi Paesi in cui opera e di attenzione nei confronti degli aspetti inerenti la sicurezza e la salute dei dipendenti e la compatibilità ambientale delle proprie attività.

Per la complessità delle situazioni in cui l'Eni si trova a operare, il Consiglio ha ritenuto importante definire con chiarezza l'insieme dei valori che l'Eni riconosce, accetta e condivide e l'insieme delle responsabilità che l'Eni assume verso l'interno e verso l'esterno per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede. Per questa ragione è stato predisposto il "Codice di Comportamento", la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

EURO

L'adeguamento all'euro dei sistemi contabili e operativi delle imprese dell'Eni è stato pianificato nel quadro della reingegnerizzazione delle applicazioni informatiche.

Alcune imprese hanno convertito all'euro i propri sistemi contabili nel corso dell'esercizio 2000; le altre imprese effettueranno la conversione entro l'esercizio 2001. Inoltre è in fase di avanzata attuazione l'adeguamento dei sistemi operativi per assicurare l'operatività in euro nei tempi previsti.

Tutte le imprese dell'Eni redigeranno in euro il bilancio di esercizio 2000 ed entro il 2001 sarà completata la conversione in euro dei rispettivi capitali sociali.

Nel 2001 saranno attuati adeguati piani di formazione per gestire il cambiamento.

Allo stato attuale delle conoscenze, l'Eni non prevede di dover affrontare problemi operativi particolari, né ritiene che i costi per il passaggio all'euro produrranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

CESSIONE DEL PATRIMONIO IMMOBILIARE DI GRUPPO

Nel dicembre 2000 si è concluso il procedimento di selezione dell'acquirente di una parte del patrimonio immobiliare di Gruppo ed è in fase di conclusione la relativa procedura di vendita. L'offerta migliore è stata presentata dal fondo Whitehall di Goldman Sachs con 1.144 milioni di euro, di cui 624 sono relativi al pacchetto del 90,16% di Immobiliare Metanopoli e 520 a immobili di proprietà di società del Gruppo. Tenuto conto dei contratti preliminari già definiti per circa 155 milioni di euro (centri vacanze, abitazioni di Metanopoli e immobili diversi), del terreno AgipPetroli di Rho-Pero del valore stimato di circa 207 milioni di euro, la cui vendita è in corso di definizione con l'Ente Fiera di Milano, e del patrimonio immobiliare del Gruppo Italgas, l'ammontare complessivo del patrimonio immobiliare di Gruppo ceduto nell'anno o in corso di cessione ammonta complessivamente a oltre 1.549 milioni di euro.

ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE E PIANO DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Informazioni in ordine all'acquisto di azioni proprie e al piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono indicate nella Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività. In questa sede si evidenzia:

Eurosolare
Nel marzo 2001 la controllata Eurosolare, che produce e commercializza sistemi fotovoltaici per la generazione elettrica con una capacità annuale superiore a 5 megawatt, ha aumentato dal 15 al 25% la propria quota di partecipazione nella Pacific Solar, società australiana leader nello sviluppo di tecnologie nel settore fotovoltaico che consentono di produrre energia elettrica attraverso l'energia solare. La tecnologia di cui Pacific Solar è proprietaria, denominata "film sottile", permette l'utilizzo di materiale di supporto versatile ed economico su cui sovrapporre gli strati sottili di silicio (film policristallino), con rilevanti vantaggi di prestazioni. I risultati di notevole interesse ottenuti finora, anche attraverso le attività condotte in Italia sotto la diretta supervisione di Eurosolare, fanno prevedere uno sviluppo di tipo industriale.

Pertusola Sud
In relazione all'apertura dell'indagine da parte della Commissione Europea sull'utilizzo degli "aiuti" concessi dall'Eni alla Pertusola Sud SpA (in liquidazione) negli anni passati, il potenziale acquirente della società ha rinunciato a concludere l'operazione.

Trade-Ranger
Nel marzo 2001 l'Eni è entrato come socio fondatore nella Trade-Ranger, mercato on-line per l'approvvigionamento di beni e servizi in cui sono presenti le più importanti compagnie petroli-

fere. L'ingresso in Trade-Ranger rientra nelle strategie dell'Eni di ottimizzare la qualità e i costi dei beni e dei servizi approvvigionati.

Ordinanza del Ministro dell'ambiente

Con ordinanza del 14 marzo 2001, il Ministro dell'ambiente ha sospeso la combustione nelle centrali termoelettriche di Mantova dell'EniPower dei residui delle attività di produzione di stirene e fenolo dello stabilimento dell'EniChem di Mantova, ritenendo tale attività priva delle verifiche e dei controlli pertinenti alla sua autorizzazione. La ripresa dell'attività di combustione è subordinata al rilascio dell'autorizzazione regionale per gli impianti di coincenerimento. EniPower ed EniChem ritengono illegittima l'ordinanza e presenteranno ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia chiedendone l'annullamento. Nel frattempo lo stabilimento ha individuato soluzioni temporanee per smaltire diversamente i residui.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni relative al 2001 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista crescere in misura contenuta (circa l'1%) a seguito dei maggiori consumi in Asia ed Europa, i cui effetti potranno essere parzialmente assorbiti dal rallentamento dell'attività economica negli Stati Uniti e in Giappone. L'indebolimento atteso del prezzo del petrolio, dovuto all'aumento sostenuto della produzione delle aree non Opec e alla bassa dinamicità dei consumi, dovrebbe essere attenuato dall'azione di modulazione dell'offerta da parte dei paesi dell'Opec. Per il 2001 la quotazione media del Brent dovrebbe attestarsi nell'intorno dei 24-25 dollari/barile;

- la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere del 3% rispetto al 2000, con un contributo al soddisfacimento del fabbisogno complessivo di fonti primarie di energia superiore al 32% (31,7% nel 2000). L'aumento della domanda è connesso ai previsti maggiori consumi nella produzione di energia elettrica e nell'industria;

- i margini di raffinazione sono previsti in flessione rispetto al 2000. L'eccesso di domanda di prodotti che aveva portato le quotazioni e il margine di raffinazione su valori record nel corso del 2000 dovrebbe essere progressivamente assorbito dall'aumento delle lavorazioni e dalla ricostituzione di livelli normali di stoccaggio;

- i margini dei prodotti petrolchimici dovrebbero beneficiare della riduzione prevista dei costi delle materie prime petrolifere connessa al calo delle quotazioni del petrolio. Nella seconda parte dell'anno i margini potrebbero risentire dell'aumento dell'offerta di prodotto dalle aree extraeuropee dovuto all'avvio di nuova capacità, in particolare nella petrolchimica di base.

Le previsioni relative all'andamento nel 2001 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- la produzione giornaliera di idrocarburi è prevista in crescita di oltre il 15% rispetto al 2000 grazie al contributo derivante dall'acquisizione della Lasmo e allo sviluppo per linee interne connesso all'entrata in produzione di nuovi campi, in particolare nel Regno Unito, Congo e Algeria, e alla crescita produttiva in Norvegia, Nigeria ed Egitto;

- i volumi di gas naturale venduti in Italia dalla distribuzione primaria, in ipotesi di temperature normali nella restante parte dell'anno, sono previsti in flessione di circa il 5% rispetto al 2000 a seguito dell'effetto climatico del primo trimestre e del progressivo allineamento della quota di mercato ai limiti normativi. I volumi trasportati per conto terzi sono previsti in aumento di circa il 55%, essenzialmente per conto delle società distributrici di energia elettrica; in sensibile crescita i volumi venduti in Europa per l'Italia;

- le vendite di energia elettrica sono previste in circa 5.100 gigawattora, con un incremento dell'8% rispetto al 2000; dal 1° gennaio 2001 è operativa la divisione trading di energia elettrica che prevede di commercializzare circa 1.200 gigawattora;

- le lavorazioni di greggio in conto proprio sono previste in flessione di circa il 4% a seguito della riduzione delle lavorazioni sulla Saras; il tasso di utilizzo delle raffinerie di proprietà è previsto in leggera flessione;
- le vendite di prodotti petrolchimici a struttura produttiva omogenea sono previste in aumento di circa il 2% a seguito della maggiore disponibilità da produzione, in particolare di intermedi.

Nel 2001 sono previsti investimenti tecnici di oltre 7 miliardi di euro; circa l'80% degli investimenti riguarderà i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale e Generazione Elettrica.

GLOSSARIO

Il glossario dei termini finanziari e delle attività petrolifere è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo www.eni.it (pagina Notizie). Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Accesso di terzi alla rete Il Decreto Legislativo 164/00, di recepimento della direttiva comunitaria sul mercato interno del gas naturale, ha stabilito che le imprese che svolgono attività di trasporto e di dispacciamento sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove dispongano di idonea capacità e le opere di allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri che saranno stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'Autorità dovrà inoltre definire: le tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento; gli obblighi dei soggetti che svolgono tali attività e i criteri che garantiscano a tutti gli utenti della rete libertà di accesso a parità di condizioni, massima imparzialità e neutralità.

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalties sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale, escluse quelle riguardanti la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi e le merci sif a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a grandi clienti (a es. Enel - olio combustibile, compagnie aeree - jet fuel), alla pubblica amministrazione e a industrie.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione

a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di Over/Under lifting.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora ad uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Reciprocità Il termine si riferisce ai nuovi obblighi imposti dalla direttiva comunitaria sul mercato del gas. Sul piano internazionale il criterio della reciprocità comporta che l'apertura effettuata da ciascun Paese, nei confronti di operatori esteri, sia bilanciata da un'uguale apertura dei corrispondenti mercati esteri per gli operatori nazionali. Il D.Lgs. 164/00 prevede che le imprese del gas aventi sede in Italia possono vendere gas ai clienti dichiarati "idonei" dagli altri Paesi della UE solo se tale tipologia di clienti è stata dichiarata "idonea" anche in Italia. Tale vincolo opera specularmente per le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri della UE e per quelle che hanno sede in Italia ma sono controllate da imprese avente sede in altri Paesi UE.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già

definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DELL'ESERCIZIO 2000

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2000, abbiamo esercitato le attività di vigilanza prescritte dal Decreto Legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998; alla luce delle attività svolte e tenuto anche conto delle indicazioni contenute nella comunicazione n. DEM/1025564 del 6 aprile 2001 trasmessa dalla CONSOB, Vi evidenziamo quanto segue:

a) abbiamo partecipato alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e ottenuto dagli Amministratori, con la dovuta periodicità, le informazioni sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, assicurandoci che fossero conformi alla legge ed allo statuto sociale e che non fossero manifestamente imprudenti, azzardate o in potenziale contrasto con le deliberazioni assunte dall'Assemblea. Nel rinviarVi alla esaustiva illustrazione delle principali iniziative intraprese nel corso dell'esercizio contenuta nella relazione sulla gestione, attestiamo che le stesse sono state improntate a principi di corretta amministrazione e che al riguardo delle richiamate operazioni non sono emersi profili di conflitto di interesse;

b) non abbiamo avuto indicazioni, dal Consiglio di Amministrazione, dalla società di revisione o dai responsabili della funzione di internal audit, di operazioni atipiche e/o inusuali, comprese quelle infragruppo o con parti correlate;

c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione tramite osservazioni dirette, raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e dalla società di revisione;

d) abbiamo preso atto, valutato e vigilato sul sistema di controllo interno che riteniamo adeguato alle esigenze societarie e che è costantemente monitorato per le eventuali, opportune implementazioni. Abbiamo inoltre preso atto e seguito le attività della funzione di internal audit che nell'Eni prevede la centralizzazione operativa per quasi tutte le società del gruppo; nel corso dell'esercizio abbiamo avuto periodici incontri con i responsabili della funzione che ci hanno sottoposto il programma annuale di audit e informato sugli esiti degli accertamenti compiuti presso la capogruppo, le caposettore e alcune controllate dirette e indirette.
Tenuto conto della complessa e dinamica evoluzione della gestione aziendale e delle sempre maggiori attività di controllo attese, auspichiamo la prosecuzione nel rafforzamento della struttura a tali attività dedicata in coerenza con il piano di sviluppo già delineato;

e) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile e sulla sua affidabilità a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili di funzione, l'esame di documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione;

f) abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti l'impostazione e la formazione del bilancio di esercizio e di quello consolidato di gruppo e delle rispettive relazioni sulla gestione anche tramite informazioni assunte dalla società di revisione;

g) abbiamo vigilato sull'adeguatezza delle informazioni impartite dalla capogruppo alle sue controllate affinché le stesse forniscano tutte le notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione previsti dalla legge;

h) non abbiamo avuto evidenza di incarichi conferiti, nel corso dell'esercizio 2000, a soggetti legati alla società incaricata della revisione da rapporti continuativi;

i) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 2 comma, del codice civile e all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

Con riferimento a quanto ulteriormente previsto da specifiche raccomandazioni CONSOB, Vi informiamo che:

- il Consiglio di Amministrazione nella relazione sulla gestione fornisce le informazioni richieste in ordine ai rapporti intrattenuti, nello svolgimento delle attività, con imprese controllate, collegate e con le altre parti correlate;

- abbiamo partecipato alle 13 riunioni del Consiglio di Amministrazione e abbiamo tenuto 14 riunioni collegiali;

- il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 gennaio 2000 ha deliberato l'adesione dell'Eni al codice di autodisciplina del Comitato per la Corporate Governance delle società quotate;

- la società di revisione nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate, (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato e della revisione limitata della relazione semestrale), ha avuto assegnati, con il nostro parere favorevole, gli incarichi di certificazione delle tariffe da applicare ai servizi amministrativi resi dalla Divisione Agip alle partecipate e/o alle Joint Ventures estere e della verifica dei costi per la costruzione delle piattaforme "Fratello" e "Squalo", per un compenso di 69 mila euro di cui 62 mila per la certificazione delle tariffe, nonché l'incarico di revisione contabile per le attività di emissione della prima tranche del prestito obbligazionario denominato Euro Medium Term Notes (83 mila euro) e per l'aggiornamento annuale del relativo prospetto informativo (52 mila euro);

- la società di revisione con la quale, ai fini del reciproco scambio di dati ed informazioni rilevanti, abbiamo avuto periodici incontri, ci ha informato che nel corso della sua attività di riscontro e di verifica dei dati per il bilancio di esercizio e consolidato nonché delle verifiche trimestrali, non è venuta a conoscenza di atti o fatti ritenuti censurabili o degni di segnalazione; dalla sua relazione, rilasciata in data 6 aprile 2001, non risultano eccezioni o riserve al riguardo.

Nel corso del 2000 è pervenuta una denuncia ai sensi all'art. 2408 c.c., da parte di un azionista che ha segnalato la mancanza di adeguate informazioni sui compensi, a parere del denunciante, di "ammontare elevatissimo" per consulenze e intermediazioni corrisposti dalla capogruppo e dalle società controllate.

Abbiamo esaminato tale denuncia, relativamente all'Eni SpA, e abbiamo rilevato che:

a) l'Eni SpA non ha corrisposto compensi per intermediazione;

b) i "compensi per consulenze" cui fa riferimento l'azionista nella sua denuncia sono compresi nella voce "costi per servizi" di cui all'analisi 17 della nota integrativa, nella riga delle "prestazioni professionali" che sono ammontate, negli ultimi tre esercizi, rispettivamente a 75 milioni, 94 milioni e 99 milioni di euro così formati:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Prestazioni professionali per gestione/sviluppo sistemi informativi	41	47	23
Consulenze tecniche	20	21	21
Altre prestazioni professionali	14	26	55
Totale	**75**	**94**	**99**

L'incremento delle altre prestazioni professionali, di natura diversa dalle precedenti, è da ricondursi essenzialmente a prestazioni per servizi strategici e a consulenze connesse alle acquisizioni societarie realizzate dall'Eni nel corso del 2000.

Sempre nel corso dell'esercizio ci è pervenuta una segnalazione da parte del Presidente del Consorzio Polieco (Consorzio per il riciclaggio dei rifiuti dei beni in polietilene) il quale lamentava la mancata iscrizione e conseguente mancato pagamento, da parte della EniChem e della Polimeri Europa, di contributi che, a parere del Presidente del Consorzio, dovevano essere corrisposti dalle imprese produttrici delle necessarie materie prime e auspicava che quanto meno gli importi dovuti fossero stati adeguatamente accantonati ad apposito fondo del passivo. Copia di tale comunicazione è stata indirizzata dal Consorzio Polieco per conoscenza al Collegio Sindacale della EniChem e della società Polimeri Europa.

Sull'argomento abbiamo richiesto e ricevuto dalla società EniChem una nota dalla quale emerge che né la società EniChem né la società Polimeri Europa sono produttrici di beni in polietilene, soggetti cui la legge istitutiva del Consorzio Polieco dispone la partecipazione obbligatoria al Consorzio, e che l'obbligo cui il Presidente del Consorzio fa riferimento discende dalla previsione contenuta nello Statuto dello stesso, approvato per atto amministrativo, contro il quale la Polimeri Europa, al pari di altre società del settore, ha presentato ricorso al TAR del Lazio per la dichiarazione di illegittimità dello stesso e conseguente annullamento. Tale istanza è stata dichiarata inammissibile dal TAR per tardiva presentazione delle procure e pertanto la stessa Polimeri Europa e le altre società hanno presentato ricorso al Consiglio di Stato in data 28 settembre 2000.

La nota della società EniChem prosegue dando notizia di una richiesta di chiarimenti rivolta, tramite la Federchimica, al Ministro dell'Ambiente, dalla Polimeri Europa e dalle imprese produttrici di materie prime per forniture destinate alla produzione di beni in polietilene, richiesta accompagnata dalla disponibilità a condividere responsabilmente gli obiettivi della legge ove la stessa venisse modificata stabilendo l'obbligo di partecipazione al Consorzio.

In merito al mancato accantonamento in bilancio dei contributi, la società Polimeri Europa ha dichiarato nella propria nota integrativa, di non aver proceduto in tal senso in quanto "la debenza del contributo non solo non è certa né stimabile né probabile, ma si ritiene inconsistente".

Non abbiamo conoscenza di fatti o in genere esposti di cui dare menzione alla Assemblea né ci risulta siano pervenuti esposti all'Eni SpA.

Per quanto precede non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2000 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 9 maggio 2001

Il Collegio Sindacale

Dott. Andrea Monorchio

Dott. Luigi Biscozzi

Dott. Filippo Duodo

Prof. Riccardo Perotta

Prof. Mario Sica

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 2000. 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 3% del totale dell'attivo; nel bilancio consolidato tali partecipazioni rappresentano il 19% dell'attivo ed il 9% 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 17 aprile 2000.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio dell'Eni S.p.A. 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.

4. La nota integrativa e la relazione sulla gestione includono le informazioni relative agli effetti sul bilancio d'esercizio della rivalutazione dei beni effettuata dalla Società in applicazione della Legge 21 novembre 2000, n. 342 e delle appostazioni effettuate per ottenere benefici fiscali, principalmente relative agli ammortamenti eccedenti quelli economico – tecnici sull'ammontare della rivalutazione.

Roma, 6 aprile 2001

Arthur Andersen SpA

Massimo Antonelli - Socio

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000
ATTIVO:			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di impianto e di ampliamento		13	17
costi di ricerca e di sviluppo		138	240
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		68	80
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		438	432
avviamento		16	69
differenza da consolidamento		104	124
immobilizzazioni in corso e acconti		105	118
altre		1.293	1.311
Totale		**2.175**	**2.391**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		2.379	2.390
impianti e macchinario		16.003	19.251
attrezzature industriali e commerciali		390	445
altri beni		227	340
immobilizzazioni in corso e acconti		4.075	4.471
Totale		**23.074**	**26.797**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:		1.446	4.223
- imprese controllate		*245*	*246*
- imprese collegate		*902*	*3.572*
- altre imprese		*299*	*405*
crediti:		1.620	1.551
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*37*	*9*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*409*	*390*
		446	*399*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*304*	*272*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*44*	*66*
		348	*338*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*726*	*788*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*100*	*26*
		826	*814*
altri titoli		135	132
azioni proprie			574
Totale		**3.201**	**6.480**
Totale immobilizzazioni		**28.450**	**35.668**

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		940	1.246
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		59	83
lavori in corso su ordinazione		274	208
prodotti finiti e merci		1.319	1.510
acconti		34	73
Totale		**2.626**	**3.120**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:		7.160	8.729
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*7.035*	*8.647*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*125*	*82*
verso imprese controllate:		139	177
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*139*	*177*
verso imprese collegate:		676	1.033
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*676*	*1.033*
verso altri:		3.374	3.916
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.360*	*3.042*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.014*	*874*
Totale		**11.349**	**13.859**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
partecipazioni in imprese controllate		9	5
altri titoli		1.953	1.789
Totale		**1.962**	**1.794**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.208	1.238
assegni		2	
danaro e valori in cassa		2	6
Totale		**1.212**	**1.244**
Totale attivo circolante		**17.149**	**20.017**
Ratei e risconti:	*(nota n. 7)*		
disaggio su prestiti			1
ratei e altri risconti		1.009	1.658
Totale ratei e risconti		**1.009**	**1.659**
TOTALE ATTIVO		**46.608**	**57.344**

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000
PASSIVO:			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.133	4.133
Riserva da sopraprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		278	827
Riserva per azioni proprie in portafoglio			574
Riserve statutarie			
Altre riserve:		5.947	5.748
- riserva per acquisto di azioni proprie			2.836
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93		*3.826*	
- riserva disponibile		*1.265*	*1.938*
- riserva per differenze cambio		*674*	*911*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67		*84*	*84*
- conferimenti legge 41/86		*36*	*29*
- conferimenti legge 730/83		*20*	*20*
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge 169/83		*19*	*19*
- conferimenti legge 749/85		*9*	*9*
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato		*8*	*4*
- riserva di consolidamento		*6*	*8*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		..	*2*
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93		..	..
Utili portati a nuovo		5.183	5.922
Utile dell'esercizio		2.857	5.771
Totale patrimonio netto dell'Eni	*(nota n. 8)*	**18.398**	**22.975**
Capitale e riserve di terzi	*(nota n. 9)*	1.351	1.672
Totale		**19.749**	**24.647**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		69	76
per imposte		1.772	1.353
altri		3.666	4.273
Totale		**5.507**	**5.702**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**411**	**457**

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000
Debiti:	*(nota n. 11)*		
obbligazioni:		650	1.362
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5*	
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*645*	*1.362*
debiti verso banche:		7.657	6.972
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.141*	*3.798*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.516*	*3.174*
debiti verso altri finanziatori:		1.093	1.172
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*91*	*122*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.002*	*1.050*
acconti:		820	1.133
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*816*	*896*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*4*	*237*
debiti verso fornitori:		4.299	5.083
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.230*	*5.020*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*69*	*63*
debiti rappresentati da titoli di credito:		220	1.687
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*220*	*1.687*
debiti verso imprese controllate:		445	371
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*445*	*371*
debiti verso imprese collegate:		582	748
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*582*	*748*
debiti tributari:		2.672	5.082
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.613*	*5.034*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*59*	*48*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		170	182
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*169*	*179*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1*	*3*
altri debiti:		1.806	2.350
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.565*	*2.021*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*241*	*229*
Totale		**20.414**	**25.942**
Ratei e risconti	*(nota n. 12)*	527	506
TOTALE PASSIVO		**46.608**	**57.344**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000
GARANZIE:	*(nota n. 13)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		234	237
di imprese collegate		60	47
di imprese consolidate			4.800
di altri		28	28
		322	**5.102**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		614	684
di imprese collegate		318	1.887
di imprese consolidate:		4.110	4.250
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*1.528*	*1.526*
- rischi assicurativi		*995*	*1.076*
- altro		*1.587*	*1.648*
di altri		92	250
		5.134	**7.071**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		78	78
di imprese consolidate		85	85
		163	**163**
TOTALE GARANZIE		**5.619**	**12.336**
ALTRI CONTI D'ORDINE:	*(nota n. 14)*		
Impegni:			
contratti derivati:		8.493	8.182
- su interessi		*4.568*	*3.760*
- di acquisto valuta		*1.055*	*1.504*
- di vendita valuta		*2.530*	*2.699*
- di acquisto merce		*170*	*150*
- di vendita merce		*170*	*69*
acquisto di beni		190	3.259
vendita di beni		122	193
altri		768	642
		9.573	**12.236**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		442	428
beni di terzi in custodia		123	157
		565	**585**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**10.138**	**12.821**

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

		1998	1999	2000
Valore della produzione:	*(nota n. 15)*			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		42.800	46.344	65.672
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(121)	138	219
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		942	702	(1.054)
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		1.002	774	862
altri ricavi e proventi:		763	985	945
. contributi in conto esercizio		*20*	*26*	*14*
. altri		*743*	*959*	*931*
Totale		**45.386**	**48.943**	**66.644**
Costi della produzione:	*(nota n. 16)*			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		11.934	14.692	26.888
per servizi		6.173	6.035	6.513
per godimento di beni di terzi		1.048	941	1.203
per il personale:		3.107	2.965	2.987
- salari e stipendi		*2.234*	*2.134*	*2.175*
- oneri sociali		*651*	*621*	*627*
- trattamento di fine rapporto		*126*	*121*	*117*
- trattamento di quiescenza e simili		*11*	*16*	*11*
- altri costi		*85*	*73*	*57*
ammortamenti e svalutazioni:		4.378	3.743	3.921
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*984*	*771*	*1.122*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*2.798*	*2.825*	*2.678*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*530*	*106*	*55*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*66*	*41*	*66*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		43	(106)	(291)
accantonamenti per rischi		61	188	482
altri accantonamenti		374	469	408
oneri diversi di gestione		14.419	14.479	13.691
Totale		**41.537**	**43.406**	**55.799**
Differenza tra valore e costi della produzione		**3.849**	**5.537**	**10.845**
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 17)*			
proventi da partecipazioni:		471	82	64
. da imprese controllate		*9*	*9*	*7*
. da imprese collegate		*16*	*7*	*9*
. da altri		*446*	*66*	*48*
altri proventi finanziari:		1.338	1.523	2.456
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*31*	*29*	*40*
. da imprese collegate		*27*	*25*	*21*
. da altri		*43*	*43*	*51*
		101	*97*	*112*

(milioni di €)

		1998	1999	2000
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*18*	*8*	*7*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*158*	*189*	*109*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*7*	*5*	*6*
. da imprese collegate		*5*	*6*	*27*
. da controllanti		*1*	*1*	
. da altri		*1.048*	*1.217*	*2.195*
		1.061	*1.229*	*2.228*
interessi e altri oneri finanziari:		1.448	1.568	2.476
. verso imprese controllate		*20*	*16*	*26*
. verso imprese collegate		*11*	*2*	*7*
. verso altri		*1.417*	*1.550*	*2.448*
Totale		**361**	**37**	**44**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 17)*			
rivalutazioni:		74	108	156
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*46*	*61*	*137*
- di altre partecipazioni		*22*	*47*	*10*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*6*		*5*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni				*4*
svalutazioni:		119	103	176
- di partecipazioni		*118*	*93*	*169*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*1*	*2*	*1*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni			*8*	*6*
Totale delle rettifiche		**(45)**	**5**	**(20)**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 18)*			
proventi:		408	103	232
. effetto della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato		*273*		
. plusvalenze da alienazioni		*57*	*77*	*86*
. altri proventi		*78*	*26*	*146*
oneri:		653	631	744
. minusvalenze da alienazioni		*1*	*2*	*1*
. imposte relative a esercizi precedenti		*8*	*5*	*4*
. altri oneri		*644*	*624*	*739*
Totale delle partite straordinarie		**(245)**	**(528)**	**(512)**
Risultato prima delle imposte		**3.920**	**5.051**	**10.357**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 19)*	1.450	2.054	4.335
Utile dell'esercizio		**2.470**	**2.997**	**6.022**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	*(nota n. 9)*	(142)	(140)	(251)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**2.328**	**2.857**	**5.771**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	*(nota n. 20)*	**0,29 euro**	**0,36 euro**	**0,72 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)		**2,91 euro**	**3,57 euro**	**7,22 euro**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Utile dell'esercizio di Gruppo	2.328	2.857	5.771
Utile dell'esercizio di terzi	142	140	251
Ammortamenti	3.778	3.592	3.788
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	714	(110)	130
Variazioni fondi per rischi e oneri	116	320	344
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(140)	67	45
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(443)	(60)	(82)
Dividendi	(67)	(63)	(44)
Interessi attivi	(597)	(471)	(538)
Interessi passivi	736	450	674
Differenze di cambio non realizzate	(24)	120	48
Oneri straordinari netti	245	528	612
Imposte sul reddito	1.450	2.054	4.335
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	8.238	9.424	15.237
Variazioni:			
- rimanenze	105	(64)	(523)
- crediti commerciali e diversi	535	(1.570)	(2.025)
- ratei e risconti attivi	(28)	16	(39)
- debiti commerciali e diversi	132	973	932
- ratei e risconti passivi	41	(15)	57
Flusso di cassa del risultato operativo	9.023	8.764	13.645
Dividendi incassati	138	123	154
Interessi incassati	585	741	491
Interessi pagati	(748)	(429)	(613)
Oneri straordinari netti pagati	(248)	(135)	(177)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi	(1.986)	(816)	(2.917)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.864**	**8.248**	**10.583**

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(985)	(1.055)	(1.090)
- immobilizzazioni materiali	(4.167)	(4.428)	(4.341)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(216)		(596)
- partecipazioni	(200)	(114)	(2.887)
- titoli	(1.800)	(3.180)	(2.774)
- crediti finanziari	(679)	(1.233)	(900)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	40	(29)	46
Flusso di cassa degli investimenti	(8.007)	(10.039)	(12.542)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	12	1	14
- immobilizzazioni materiali	181	119	149
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	14	84	94
- partecipazioni	239	97	28
- titoli	2.839	2.649	2.970
- crediti finanziari	1.447	937	630
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(12)	(29)	22
Flusso di cassa dei disinvestimenti	4.720	3.858	3.947
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(3.287)**	**(6.181)**	**(8.595)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	880	1.326	3.184
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(1.723)	(1.623)	(3.254)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	(2.872)	3	191
	(3.715)	**(294)**	**121**
Apporti netti di capitale proprio da terzi	194		(5)
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	359	(10)	(28)
Dividendi distribuiti a terzi	(1.198)	(1.301)	(1.519)
Acquisto di azioni proprie			(524)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(4.360)**	**(1.605)**	**(1.997)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	1	(50)	3
Effetto delle differenze di cambio	(25)	21	39
Flusso di cassa netto del periodo	**(807)**	**433**	**32**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.586**	**779**	**1.212**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**779**	**1.212**	**1.244**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Investimenti finanziari:			
- partecipazioni	(9)		
- titoli	(1.754)	(2.863)	(2.649)
- crediti finanziari	(122)	(246)	(220)
	(1.885)	**(3.109)**	**(2.870)**
Disinvestimenti finanziari:			
- partecipazioni	75	6	8
- titoli	2.838	2.361	2.951
- crediti finanziari	991	309	22
	3.904	**2.676**	**2.981**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**2.019**	**(433)**	**111**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	225		1.978
Attività a breve	69		103
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(2)		(699)
Passività a lungo e a breve	(53)		(413)
Effetto netto degli investimenti	**239**		**780**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate			(38)
Capitale e riserve di terzi	(19)		(135)
Totale prezzo di acquisto	**220**		**609**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(4)		(13)
Flusso di cassa degli investimenti	**216**		**596**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	33	42	27
Attività a breve	34	7	57
Indebitamento finanziario netto	(28)	(2)	(14)
Passività a lungo e a breve	(17)	(9)	(40)
Effetto netto dei disinvestimenti	**22**	**38**	**30**
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	(6)	47	70
Totale prezzo di vendita	**16**	**85**	**100**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(2)	(1)	(6)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**14**	**84**	**94**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (C.N.D.C.R.) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Committee (I.A.S.C.). Poiché 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 dei "Production Sharing Agreement" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto ovvero di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato comprende inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che le parti abbiano concordato di valutare l'impresa con il metodo del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. 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 delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2000" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato sono riportate anche le variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio.

Le variazioni più significative riguardano:

- l'inclusione della British-Borneo Oil & Gas Plc e delle sue consolidate (complessivamente 29 imprese) a seguito dell'esito favorevole dell'Offerta Pubblica di Acquisto delle azioni rappresentative dell'intero capitale della società;
- l'inclusione della Inversora de Gas Cuyana SA e della sua controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA, a seguito dell'acquisizione del 51% del capitale della prima società, già partecipata per il 25%;
- l'inclusione dell'EniPower SpA che ha condotto in affitto e successivamente acquisito centrali elettriche di proprietà dell'EniChem SpA e dell'AgipPetroli SpA.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Al fine di fornire un'efficace informazione al mercato, il bilancio consolidato è stato redatto in milioni di euro avvalendosi della facoltà, prevista dall'art. 16 comma 3 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213 "Disposizioni per l'introduzione dell'Euro nell'ordinamento nazionale", di adottare la nuova moneta per la formazione dei documenti contabili obbligatori a rilevanza esterna anche quando l'euro non è utilizzato come moneta di conto.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto di competenza delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono assunti nel bilancio consolidato in misura proporzionale alla percentuale di partecipazione; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata a conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento; se negativa, è iscritta alla voce di patrimonio netto "Riserva di consolidamento" e imputata a conto economico quando realizzata.

Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese consolidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (i valori non sono significativi).

Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

Conversione dei bilanci in moneta estera

I bilanci delle imprese estere sono convertiti in euro applicando alle voci dello stato patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

Le differenze cambio da conversione sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

I valori dei bilanci delle imprese operanti in paesi ad alto tasso di inflazione (dove il tasso di inflazione cumulato nel triennio supera il 100%) non sono significativi.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese controllate per la redazione del bilancio di esercizio, secondo quanto previsto nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle situazioni contabili infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e passività in moneta estera, ai contratti di copertura del rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero; l'applicazione di questi criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni contabili consolidate infrannuali" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti:

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento generatisi nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione; il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene, ovvero per i beni destinati alla vendita, del valore netto di realizzo. La rivalutazione dei beni prevista dalla legge 21 novembre 2000, n. 342 è stata effettuata solo da alcune imprese incluse nell'area di consolidamento ed è quindi stata eliminata in applicazione del principio dell'uniformità dei criteri di valutazione previsto dall'articolo 34 del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127.

Il costo di acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale è ammortizzato nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a dieci anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, con esclusione di quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento, dell'avviamento e della differenza da consolidamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale; le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili o possibili, riserve certe). Il valore di ciascuna attività è determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi delle riserve certe e delle riserve probabili e possibili sono imputati alle immobilizzazioni; i costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al punto "Sviluppo", considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate; i costi delle riserve probabili e possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle successive attività di esplorazione; in caso di esito negativo sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa, (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo (acquisizione di concessioni, perforazione di pozzi di sviluppo e relativo completamento per la produzione, nonché costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, ecc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono dei pozzi
I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono accantonati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al costo di acquisto, rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Le azioni proprie sono valutate al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

Attivo circolante

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione, determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 51% e il 47% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1999 e 2000, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano rispettivamente, il 19% e il 20% delle rimanenze negli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 12% e il 9% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1999 e 2000, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori. Gli anticipi corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati, la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Le partecipazioni e i titoli, compresi nell'attivo circolante, sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di mercato.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi. L'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Queste organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi riconosciuti alle organizzazioni dei lavoratori, che non sono significativi, sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione relativi ad alcune controllate estere non sono rilevanti.

Debiti

I debiti sono iscritti al loro valore nominale. I debiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata; sono escluse le garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono iscritte soltanto se concesse su debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, ecc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, ecc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento. Gli altri impegni sono iscritti per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato come indicato per i contratti derivati.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Le imposte differite sono rilevate indipendentemente dalla situazione fiscale di perdita presente o prospettica dell'impresa, salvo non si possa dimostrare che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate se riferite alla stessa impresa. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Ratei e risconti", se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

L'imposta sostitutiva dovuta sulla rivalutazione e sul riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici dei beni, effettuati a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342, e iscritta nei bilanci di esercizio delle imprese in diminuzione delle rispettive riserve di patrimonio netto, è stata imputata nel bilancio consolidato alla voce "Imposte sul reddito". La stessa voce ha accolto altresì l'utilizzo del fondo imposte differite costituito a fronte delle differenze temporanee venute meno a

seguito della rivalutazione e del riallineamento dei valori, nonché le imposte anticipate, relative alle differenze temporanee tra i valori riconosciuti ai fini fiscali e i valori patrimoniali iscritti nel bilancio consolidato, nei limiti della ragionevole certezza della loro recuperabilità.

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 14.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati a conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati (swap, future, opzioni, ecc.) di copertura del rischio di cambio sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati a conto economico come differenza di cambio. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli" delle "Immobilizzazioni" o dell'"Attivo circolante", in relazione alla scadenza del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi (interest rate swap, future e swap) sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura.

Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno cui si riferiscono.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o accantonati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

I costi ambientali che prolungano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono. I costi ambientali di carattere ricorrente sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Introduzione della moneta unica europea

Le informazioni relative agli interventi posti in essere dall'Eni per il passaggio all'euro sono indicate nella "Relazione sulla gestione". I costi specificatamente connessi con l'introduzione dell'euro sostenuti al 31 dicembre 2000 ammontano a 55 milioni di euro e sono stati imputati interamente a conto economico; di questi 20 milioni di euro sono relativi a contratti stipulati o in corso di stipula e sono stati accantonati al "Fondo spese future per l'introduzione dell'euro". I costi rilevati nell'esercizio ammontano a 32 milioni di euro.

NOTE AL BILANCIO

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Investimenti	Ammortamenti	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.2000**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2000**
Costi di impianto e di ampliamento	13	11	(7)				17	32
Costi di ricerca e di sviluppo	138	808	(805)	84	10	5	340	135
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	68	46	(65)	2		29	80	410
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	438	39	(76)	2	(2)	31	432	151
Avviamento	16		(14)	63		4	69	99
Differenza da consolidamento	104	6	(15)	31	(1)	(1)	124	51
Immobilizzazioni in corso e acconti	105	91				(78)	118	
Altre immobilizzazioni immateriali	1.293	89	(140)	1	69	(1)	1.311	1.178
	2.175	**1.090**	**(1.122)**	**183**	**76**	**(11)**	**2.391**	**2.056**

I *costi di impianto e di ampliamento* di 17 milioni di euro riguardano i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive.

I *costi di ricerca e di sviluppo* di 240 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (235 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 744 milioni di euro (471 milioni di euro nell'esercizio 1999).

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 432 milioni di euro riguardano principalmente la concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nello Stato brasiliano di San Paolo (153 milioni di euro), le concessioni di sfruttamento minerario (145 milioni di euro), nonché il know-how relativo a nuovi progetti aziendali (56 milioni di euro).

La *differenza da consolidamento* rappresenta il maggior costo di acquisizione di partecipazioni consolidate rispetto al corrispondente patrimonio netto a valori correnti. L'ammontare di 124 milioni di euro al 31 dicembre 2000 riguarda, in particolare, la Companhia Sao Paulo de Petròleo SA, ora Agip Distribuidora SA (85 milioni di euro), l'Inversora de Gas Cuyana SA (24 milioni di euro) e la Distribuidora de Gas Cuyana SA (6 milioni di euro).

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 1.311 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale di importazione dalla Russia e dall'Algeria (1.169 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (51 milioni di euro).

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.2000**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2000**
Terreni e fabbricati	2.379	48	(145)	(9)	11	7	99	2.390	1.644
Impianti e macchinario	16.003	1.449	(2.357)	(59)	1.424	380	2.411	19.251	31.041
Attrezzature industriali e commerciali	390	87	(101)		26	8	35	445	1.121
Altri beni	227	52	(75)		9	6	21	240	683
Immobilizzazioni in corso e acconti	4.075	2.705		(20)	223	86	(2.598)	4.471	75
	23.074	**4.341**	**(2.678)**	**(88)**	**1.693**	**487**	**(32)**	**26.797**	**34.564**

Gli investimenti di 4.341 milioni di euro (4.428 milioni di euro nell'esercizio 1999) sono riferiti principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (2.707 milioni di euro), Gas Naturale (626 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (495 milioni di euro), Petrolchimica (247 milioni di euro) e Ingegneria e Servizi (221 milioni di euro, di cui 217 milioni di euro relativi all'attività costruzioni e perforazioni). Informazioni sugli investimenti effettuati sono indicate nell'andamento operativo dei principali settori di attività compreso nella "Relazione sulla gestione".

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

			%
Fabbricati	3	-	10
Impianti e macchinario:			
- gasdotti e reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario	2	-	5
- altri impianti e macchinario	4	-	25
Attrezzature industriali e commerciali	10	-	25

L'emanazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas Naturale, e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione, classificati nella voce "Impianti e macchinario", sono ammortizzati sulla base della nuova vita economico-tecnica residua e non più su quella determinata in base alle aliquote stabilite nei decreti del Ministro delle finanze in relazione a studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore (10 e 8%, rispettivamente per i gasdotti e per le reti di distribuzione). La modifica ha comportato lo stanziamento di minori ammortamenti per 663 milioni di euro e il sostenimento di maggiori imposte sul reddito per 267 milioni di euro.

La variazione dell'area di consolidamento riguarda l'ammontare delle immobilizzazioni materiali delle imprese incluse ed escluse dall'area di consolidamento nell'esercizio. L'ammontare di 1.693 milioni di euro è riferito in particolare all'acquisizione della British-Borneo Oil & Gas Plc (1.351 milioni di euro) e della Distribuidora de Gas Cuyana SA (265 milioni di euro).

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali, al lordo e al netto del fondo ammortamento e svalutazione, ammontano, rispettivamente, a 1.524 e a 279 milioni di euro (1.537 e 283 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 276 milioni di euro (339 milioni di euro al 31 dicembre 1999) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Esplorazione e Produzione	23.329	28.220
- Gas Naturale	15.579	16.479
- Generazione Elettrica		402
- Raffinazione e Marketing	8.620	8.854
- Petrolchimica	4.611	4.618
- Ingegneria e Servizi	2.336	2.564
- Altre attività	202	224
	54.677	**61.361**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Esplorazione e Produzione	13.174	15.107
- Gas Naturale	9.437	9.656
- Generazione Elettrica		157
- Raffinazione e Marketing	5.148	5.461
- Petrolchimica	2.653	2.859
- Ingegneria e Servizi	1.079	1.194
- Altre attività	112	130
	31.603	**34.564**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	10.155	13.113
- Gas Naturale	6.142	6.823
- Generazione Elettrica		245
- Raffinazione e Marketing	3.472	3.393
- Petrolchimica	1.958	1.759
- Ingegneria e Servizi	1.257	1.370
- Altre attività	90	94
	23.074	**26.797**

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2000	Fondo svalutazione al 31.12.2000
Partecipazioni in imprese controllate	245	37	23	(12)	11	(58)	246	1.238
Partecipazioni in imprese collegate	902	2.782	115	(154)	10	(83)	3.572	398
Partecipazioni in altre imprese	299	68	9	(3)	9	23	405	6
	1.446	**2.887**	**147**	**(169)**	**30**	**(118)**	**4.223**	**1.642**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 2.887 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto del 27,97% della società inglese Lasmo Plc (1.225 milioni di euro) in relazione all'Offerta Pubblica di Acquisto lanciata il 21 dicembre 2000 sull'intero capitale sociale della società; (ii) l'acquisto del 33,34% della società portoghese Galp Energia SGPS SA (964 milioni di euro); (iii) la sottoscrizione del 50% dell'aumento del capitale sociale della Blue Stream Pipeline Co BV (212 milioni di euro); (iv) la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale delle società greche di distribuzione gas, Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA (151 milioni di euro) e Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA (39 milioni di euro), dell'Albacom SpA (93 milioni di euro) e di Blu SpA (43 milioni di euro); (v) l'acquisto dell'ulteriore quota del 21,6% della società di distribuzione argentina Distribuidora de Gas del Centro SA (77 milioni di euro).

Le rivalutazioni e le svalutazioni riguardano la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le rettifiche di valore delle partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 147 milioni di euro riguardano la Polimeri Europa Srl (35 milioni di euro), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (19 milioni di euro), la Supermetanol CA (19 milioni di euro) e altre partecipazioni minori; le svalutazioni di 169 milioni di euro riguardano principalmente l'Albacom SpA (81 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (45 milioni di euro), la EVC International NV (17 milioni di euro) e altre partecipazioni minori.

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2000 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2000" che costituisce parte integrante di queste note.

I valori iscritti si riferiscono alle seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Imprese controllate:		
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	96	102
- Altre (*)	149	144
	245	**246**
Imprese collegate:		
- Lasmo Plc		1.213
- Galp Energia SGPS SA		899
- Polimeri Europa Srl	202	237
- Blue Stream Pipeline Co BV		212
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA		151
- Distribuidora de Gas del Centro SA		100
- Albacom SpA	85	97
- Superoctanos CA	79	84
- Raffineria di Milazzo SpA	78	80
- Supermetanol CA	61	74
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	45	64
- Haldor Topsøe AS	42	46
- Eteria Parohis Aerion Thessalia SA		39
- Transitgas AG	30	32
- Siciliana Gas SpA	29	32
- Inversora de Gas del Centro SA	20	28
- EVC International NV	29	11
- Inversora de Gas Cuyana SA	26	
- Altre	176	173
	902	**3.572**
Altre imprese:		
- Nigeria Lng Ltd	87	114
- Blu SpA	11	54
- Ceska Rafinerska AS	43	43
- Discovery Producer Services LLC		33
- Interconnector (UK) Ltd	30	30
- Qatar Petrochemical Co Ltd	29	29
- Altre (*)	99	102
	299	**405**
	1.446	**4.223**

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Enirisorse SpA (in liquidazione)	324	324
Acna Chimica Organica SpA (in liquidazione)	156	182
Agip Middle East BV	13	16
Fosfotec Srl (in liquidazione)	12	9
Altre imprese	20	35
	525	**566**

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1999			31.12.2000		
	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	446		446	399		399
Crediti verso imprese collegate	203	145	348	192	146	338
Crediti verso altri	501	325	826	450	364	814
	1.150	**470**	**1.620**	**1.041**	**510**	**1.551**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 210 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.2000
	249	**(42)**	**3**	**210**

I crediti di 1.551 milioni di euro (1.620 milioni di euro al 31 dicembre 1999) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa concessi, principalmente, dal settore Esplorazione e Produzione; il rimborso di crediti per 323 milioni di euro (351 milioni di euro al 31 dicembre 1999) è condizionato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale.

I crediti in moneta estera ammontano a 1.205 milioni di euro (1.214 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Valore netto al 31.12.2000
Titoli emessi dallo Stato italiano	20	21
Altri titoli	115	111
	135	**132**

Titoli per 108 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (50 milioni di euro al 31 dicembre 1999); 87 milioni di euro di questi titoli sono costituiti in pegno a garanzia dell'attività assicurativa.

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 574 milioni di euro e sono rappresentate da n. 88.763.000 azioni ordinarie Eni detenute dalla stessa Eni SpA. Queste azioni, iscritte al costo, sono state acquistate nel periodo 1° settembre-31 dicembre in esecuzione della deliberazione dell'Assemblea ordinaria del 6 giugno 2000.

4) Rimanenze

(milioni di €)

	31.12.1999					31.12.2000				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	**Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi**	**Prodotti chimici**	**Lavori in corso su ordinazione**	**Altre**	**Totale**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	397	152		391	940	408	164		674	1.246
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	39	14		6	59	58	21		4	83
Lavori in corso su ordinazione			274		274			208		208
Prodotti finiti e merci	901	320		98	1.319	1.000	446		64	1.510
Acconti			34		34			72	1	73
	1.337	**486**	**308**	**495**	**2.626**	**1.466**	**631**	**280**	**743**	**3.120**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 106 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	**Valore al 31.12.2000**
	93	**28**	**(6)**	**(9)**	**106**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 612 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo, in conformità alle disposizioni di legge, mentre rimanenze di gas naturale per 443 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (rispettivamente, 568 e 97 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Il valore di iscrizione del greggio, dei prodotti petroliferi e del gas naturale acquistato è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio per 990 milioni di euro, mentre il valore di iscrizione del gas naturale prodotto è inferiore al costo medio di produzione dell'esercizio per 304 milioni di euro (rispettivamente, 861 e 225 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

5) Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1999				31.12.2000			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti commerciali verso:								
- clienti	7.035	125	7.160		8.647	82	8.729	
- imprese controllate	64		64		89		89	
- imprese collegate	262		262		398		398	
	7.361	**125**	**7.486**		**9.104**	**82**	**9.186**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	70		70		104		104	
- imprese collegate	345		345		578		578	
- altri	391		391		565		565	
	806		**806**		**1.247**		**1.247**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	5		5		14		14	
- imprese collegate	69		69		61		61	
- altri	1.969	1.014	2.983	2	2.477	874	3.351	2
	2.043	**1.014**	**3.057**	**2**	**2.552**	**874**	**3.426**	**2**
	10.210	**1.139**	**11.349**	**2**	**12.903**	**956**	**13.859**	**2**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 718 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	**Valore al 31.12.2000**
	680	**68**	**(40)**	**10**	**718**

I *crediti commerciali* di 9.186 milioni di euro aumentano di 1.700 milioni di euro. L'incremento, connesso principalmente all'aumento dei ricavi, si è verificato in particolare nei settori: Gas Naturale (602 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (390 milioni di euro), Esplorazione e Produzione (276 milioni di euro), Petrolchimica (173 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (111 milioni di euro).

I *crediti finanziari* di 1.247 milioni di euro riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 455 milioni di euro (299 milioni di euro al 31 dicembre 1999), crediti di altre imprese verso il sistema bancario ed Enti di Stato per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 95 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 1999), nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 697 milioni di euro, che registrano un incremento di 234 milioni di euro dovuto essenzialmente al finanziamento concesso all'impresa collegata Transitgas AG (244 milioni di euro) per il potenziamento del gasdotto che trasporta il gas dall'Olanda alla Svizzera.

I *crediti diversi* verso altri riguardano:

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	774	1.109
. per crediti Iva	304	324
. per interessi su crediti di imposta	254	248
. per altri rapporti	42	42
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	264	430
- compagnie di assicurazione	184	223
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	155	163
- *amministrazioni finanziarie estere*	92	136
Acconti per servizi	77	43
Altri crediti	837	663
	2.983	**3.351**

I crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana non comprendono i crediti di imposta riferiti all'esercizio 1988 e i relativi interessi per i quali le imprese dell'Eni hanno presentato ricorso (sostanzialmente Eni SpA per 99 milioni di euro e 101 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1999 e 2000) perché svalutati in attesa dell'esito definitivo del contenzioso. L'incremento dei crediti di imposta sul reddito (335 milioni di euro) è dovuto principalmente all'eccedenza degli acconti versati connessa alla deducibilità fiscale degli ammortamenti sull'ammontare rivalutato dei beni in applicazione della legge n. 342/2000.

A partire dal 1° gennaio 1997 la remunerazione dei crediti di imposta è del 2,5% per semestre intero.

Circa l'11% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta estera (7% al 31 dicembre 1999). Al 31 dicembre 1999 e 2000 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

6) Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Valore netto al 31.12.2000
Partecipazioni	**9**	**5**
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	1.423	1.471
- carta commerciale	231	
- obbligazioni	111	108
- obbligazioni emesse da imprese dell'Eni	6	6
- altri titoli	182	208
	1.953	**1.789**
	1.962	**1.794**

Gli *altri titoli* di 1.789 milioni di euro diminuiscono di 164 milioni di euro per effetto principalmente dei disinvestimenti netti delle imprese finanziarie e assicuratrici.

Titoli per complessivi 362 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici (317 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

7) Ratei e risconti - attivi

(milioni di €)

	Valori al 31.12.1999	Valori al 31.12.2000
Imposte sul reddito anticipate nette	225	805
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	411	407
Differenziali su contratti derivati	219	237
Interessi attivi	40	61
Disaggio su prestiti		1
Altri ratei e risconti attivi	114	147
	1.009	**1.659**

L'analisi delle *imposte sul reddito anticipate nette* è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

Gli *interessi impliciti* di 407 milioni di euro riguardano gli oneri per interessi non ancora maturati sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 1.021 milioni di euro (995 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

I *differenziali su contratti derivati* di 237 milioni di euro riguardano debiti e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 158 milioni di euro e altre attività e passività per 79 milioni di euro (rispettivamente 123 e 96 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

8) Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di €)

		31.12.1999		31.12.2000
Capitale sociale		4.133		4.133
Riserva legale		278		827
Riserva per azioni proprie in portafoglio				674
Altre riserve:		5.947		5.748
- riserva per acquisto di azioni proprie			2.826	
- riserva disponibile	1.265		1.638	
- riserva per differenze cambio	674		911	
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67	84		84	
- conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86	65		58	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83	19		19	
- riserva di consolidamento	6		6	
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	8		4	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	..		2	
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93	3.826		..	
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93	..		..	
Utili portati a nuovo		5.183		5.822
Utile dell'esercizio		2.857		6.771
		18.398		**22.875**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2000 il *capitale sociale* dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 8.002.140.853 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire ciascuna.

Riserva legale
La *riserva legale* dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per azioni proprie in portafoglio
La *riserva per azioni proprie in portafoglio* rappresenta il valore delle azioni proprie iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie. La riserva, costituita utilizzando la riserva per acquisto di azioni proprie è mantenuta finché le azioni non saranno cedute o annullate.

Altre riserve
La *riserva per acquisto di azioni proprie* riguarda l'utilizzo di riserve disponibili destinate all'acquisto di azioni proprie deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 6 giugno 2000. La riserva è riclassificata alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" in relazione al valore di iscrizione delle azioni proprie acquistate.

La *riserva per differenze cambio* riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera.

Il *fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67*, ex Agip SpA, è stato ricostituito a seguito della fusione e accoglie utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

I *conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86* riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

I *finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato* riguardano i finanziamenti assunti dall'Eni SpA a fronte della legge 41/86 e non ancora scaduti al termine degli esercizi considerati.

La *riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile* accoglie le attribuzioni degli utili di esercizio destinati all'aumento del capitale sociale a fronte delle emissioni di azioni da assegnare gratuitamente a dirigenti nell'ambito dei piani di azionariato.

Il patrimonio netto comprende riserve distribuibili per circa 18.000 milioni di euro, alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve sono state stanziate imposte differite per 106 milioni di euro nei limiti dell'ammontare che si prevede di distribuire; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione delle altre riserve ammontano a circa 980 milioni di euro.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva disponibile	Riserva per differenze cambio	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ. L. 292/93	Riserva adeguamento patrimonio netto	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1997	**4.131**	**119**			**646**	**386**	**103**	**52**	**9**	**21**		**3.826**	**3.387**	**2.643**	**15.323**
Attribuzione del dividendo (280 lire per azione pari a 0,14 euro)														(1.156)	(1.156)
Destinazione dell'utile residuo 1997		104			816						1		566	(1.487)	
Aumento del capitale sociale	1										(1)				
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro								10		(10)					
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni consolidate									(3)						(3)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						(330)									(330)
Altre variazioni													(6)		(6)
Utile dell'esercizio														2.328	2.328
Saldi al 31 dicembre 1998	**4.132**	**223**			**1.462**	**56**	**103**	**62**	**6**	**11**	**..**	**3.826**	**3.947**	**2.328**	**16.156**
Attribuzione del dividendo (300 lire per azione pari a 0,15 euro)														(1.239)	(1.239)
Destinazione dell'utile residuo 1998		55			(197)						1		1.230	(1.089)	
Aumento del capitale sociale	1										(1)				
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro								3		(3)					
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						618									618
Altre variazioni													6		6
Utile dell'esercizio														2.857	2.857
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**	**278**			**1.265**	**674**	**103**	**65**	**6**	**8**	**..**	**3.826**	**5.183**	**2.857**	**18.398**
Attribuzione del dividendo (350 lire per azione pari a 0,181 euro)														(1.446)	(1.446)
Destinazione dell'utile residuo 1999		112			573						2		734	(1.411)	
Aumento del capitale sociale	..										..				
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro								4		(4)					
Adeguamento della riserva legale al quinto del capitale sociale		437										(437)			
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				3.400				(11)				(3.389)			
Acquisto azioni proprie			574	(574)											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						227									227
Altre variazioni													15		15
Utile dell'esercizio														5.771	5.771
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**827**	**574**	**2.826**	**1.838**	**911**	**103**	**58**	**6**	**4**	**2**		**5.922**	**5.771**	**22.975**

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 1998-1999-2000

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1998	1999	**2000**	31.12.1998	31.12.1999	**31.12.2000**
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**1.098**	**2.224**	**3.426**	**10.938**	**11.926**	**14.785**
Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato				11	8	4
Differenza tra il risultato di esercizio e il patrimonio netto delle partecipazioni consolidate e i corrispondenti valori economici e patrimoniali iscritti nel bilancio di esercizio dell'Eni SpA	76	1.200	390	4.537	6.527	15.212
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- maggiore (minore) prezzo di acquisto rispetto al patrimonio netto sottostante	(19)	(22)	(22)	240	190	393
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	1.060	203	1.846	2.912	3.021	(4.378)
- eliminazione di (utili)/perdite infragruppo	(67)	(12)	(72)	(398)	(412)	(437)
- imposte sul reddito differite e anticipate	221	(681)	313	(860)	(1.534)	(1.241)
- altre rettifiche	101	85	141	10	23	(1)
	2.470	**2.997**	**6.022**	**17.390**	**19.749**	**24.647**
Interessi di terzi	(142)	(140)	(251)	(1.234)	(1.351)	(1.672)
Come da bilancio consolidato	**2.328**	**2.857**	**5.771**	**16.156**	**18.398**	**22.975**

9) Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1998	1999	**2000**	31.12.1998	31.12.1999	**31.12.2000**
Società Italiana per il Gas pA	59	87	175	561	623	781
Saipem SpA	65	41	42	507	549	575
Distribuidora de Gas Cuyana SA			10			115
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	8	10	10	62	69	69
Altre	10	2	14	104	110	132
	142	**140**	**251**	**1.234**	**1.351**	**1.672**

10) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.1999					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	68	27	(25)	(1)	69
Fondo imposte	1.463	451	(241)	99	1.772
- imposte sul reddito differite	1.169	417	(229)	91	1.448
- altre imposte	294	34	(12)	8	324
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.264	181	(48)	82	1.479
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	495	206	(118)	21	604
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	349	132	(12)	56	525
- fondo rischi ambientali	311	188	(83)	(4)	412
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	273	72	(89)	(135)	121
- fondo rischi contrattuali	156	50	(30)	(17)	159
- fondo rischi per contenziosi	69	18	(3)	(12)	72
- fondo esodi agevolati	44	25	(16)	(7)	46
- altri fondi (*)	217	143	(77)	(35)	248
	3.178	**1.015**	**(476)**	**(51)**	**3.666**
	4.709	**1.493**	**(742)**	**47**	**5.507**
31.12.2000					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	69	13	(6)		76
Fondo imposte	1.772	1.276	(1.116)	(579)	1.353
- imposte sul reddito differite	1.448	1.214	(1.089)	(591)	982
- altre imposte	324	62	(27)	12	371
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.479	232	(68)	55	1.698
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	604	136	(152)	16	604
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	525	50	(20)	11	566
- fondo rischi ambientali	412	230	(90)		542
- fondo rischi per contenziosi	72	287	(26)	11	344
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	121	16	(3)	(8)	126
- fondo rischi contrattuali	159	31	(141)	(13)	36
- fondo esodi agevolati	46	28	(42)		32
- altri fondi (*)	248	148	(127)	56	325
	3.668	**1.148**	**(669)**	**128**	**4.273**
	5.507	**2.436**	**(1.790)**	**(451)**	**5.702**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 982 milioni di euro (1.448 milioni di euro al 31 dicembre 1999) riguarda le passività per imposte differite, al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Di seguito sono indicate le passività nette per imposte differite, determinate detraendo dall'ammontare del fondo imposte differite le imposte sul reddito anticipate non compensabili rilevate alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale.

Passività nette per imposte differite

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Imposte sul reddito differite	2.897	3.232
Imposte sul reddito anticipate:		
- compensabili	(1.449)	(2.250)
- non compensabili	(225)	(806)
	1.223	**176**

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

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	2.510	2.694
- svalutazioni eccedenti di crediti	96	108
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	76	108
- plusvalenze a tassazione differita	90	65
- altre	125	259
	2.897	**3.232**
Imposte sul reddito anticipate:		
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000		(3.037)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.136)	(1.424)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(917)	(892)
- perdite fiscali portate a nuovo	(652)	(584)
- ammortamenti non deducibili	(250)	(336)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(214)	(325)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(130)	(111)
- altre	(423)	(302)
	(3.722)	**(6.911)**
a dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.048	3.855
	(1.674)	**(3.056)**
Passività nette per imposte differite	**1.223**	**176**

La diminuzione delle passività nette per imposte differite di 1.047 milioni di euro è dovuta principalmente all'applicazione da parte di alcune imprese del Gruppo della legge n. 342/2000 relativa alla rivalutazione dei beni e al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici. La norma ha determinato l'incremento del valore fiscale di alcuni beni comportando sia l'utilizzo per esuberanza del fondo imposte differite costituito a fronte degli ammortamenti eccedenti (845 milioni di euro) sia l'iscrizione di imposte anticipate sulle differenze temporanee attive tra i nuovi valori fiscali e i corrispondenti valori iscritti nel bilancio consolidato (1.210 milioni di euro). Questo effetto positivo è stato parzialmente assorbito dall'aumento delle imposte differite sugli ammortamenti eccedenti e anticipati dell'esercizio (1.029 milioni di euro).

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo generalmente compreso fra 5 e 15 esercizi, una parte rilevante non prevede alcuna scadenza. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 36% per le imprese italiane e a una aliquota media del 32% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.727 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di €)

	Imprese italiane	Imprese estere
2001	46	7
2002	65	51
2003	126	49
2004	272	70
2005	42	44
oltre 2005		295
illimitatamente		660
	551	**1.176**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 592 milioni di euro e sono riferite quasi esclusivamente alle imprese estere (570 milioni di euro), le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 179 milioni di euro.

Il *fondo per altre imposte* di 371 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1994. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1992 e il 1998.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.698 milioni di euro accoglie principalmente i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (1.612 milioni di euro).

Il *fondo rischi ambientali* di 542 milioni di euro accoglie gli oneri previsti per gli interventi ambientali principalmente nei settori Petrolchimica (317 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (219 milioni di euro).

Il *fondo rischi per contenziosi* (344 milioni di euro) è aumentato di 272 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999. L'incremento è dovuto in particolare al rischio incombente sulla Snam SpA di rettificare l'importo dei ricavi di vendita del gas naturale dell'esercizio 2000 connesso alla deliberazione n. 193/99 del 22 dicembre 1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali del gas naturale praticate dai distributori (v. nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi").

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 126 milioni di euro accoglie gli oneri previsti nei settori Petrolchimica (112 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (14 milioni di euro).

Il *fondo rischi contrattuali* (36 milioni di euro) è diminuito di 123 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999 a seguito principalmente dell'utilizzo per esuberanza.

11) Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1999				31.12.2000			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	3.537		3.537		3.230		3.230	
- altri finanziatori	28		28		67		67	
- rappresentati da titoli di credito	199		199		1.670		1.670	
- imprese controllate	318		318		309		309	
- imprese collegate	45		45		66		66	
	4.127		**4.127**		**5.342**		**5.342**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	5	645	650	129		1.262	1.262	511
- banche	604	3.516	4.120	351	668	3.174	3.842	272
- altri finanziatori	63	1.002	1.065	765	55	1.050	1.105	774
	672	**5.163**	**5.835**	**1.245**	**623**	**5.486**	**6.109**	**1.557**
	4.799	**5.163**	**9.962**	**1.245**	**5.965**	**5.486**	**11.451**	**1.557**
Acconti:								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	327	1	328		537	237	774	
- per altri rapporti	299	3	302		334		334	
imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione					17		17	
- per altri rapporti	177		177					
imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	13		13		108		108	
	816	**4**	**820**		**896**	**237**	**1.133**	
Debiti commerciali:								
- rappresentati da titoli di credito	21		21		17		17	
- fornitori	3.696	58	3.754		4.413	56	4.469	
- imprese controllate	100		100		39		39	
- imprese collegate	325		325		378		378	
	4.142	**58**	**4.200**		**4.847**	**56**	**4.903**	
Debiti tributari:								
- accise e imposte di consumo	1.351		1.351		1.114		1.114	
- imposte sul reddito	582	47	629		3.358	37	3.395	
- altre imposte e tasse	680	12	692		562	11	573	
	2.613	**59**	**2.672**		**5.034**	**48**	**5.082**	
Debiti diversi:								
- fornitori	534	11	545		607	7	614	
- imprese controllate	27		27		23		23	
- imprese collegate	212		212		304		304	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	169	1	170		179	3	182	
- altri	1.565	241	1.806	155	2.021	229	2.250	143
	2.507	**253**	**2.760**	**155**	**3.134**	**239**	**3.373**	**143**
	14.877	**5.537**	**20.414**	**1.400**	**19.876**	**6.066**	**25.942**	**1.700**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Dollaro USA	1.084	2.205
Euro	2.543	2.035
Lira sterlina	228	1.041
Franco svizzero	82	41
Corona norvegese	135	2
Altre valute	55	28
	4.127	**5.342**

L'aumento di 1.215 milioni di euro dei debiti finanziari a breve termine è dovuto in particolare all'emissione di "Euro Commercial Paper" da parte dell'Eni Coordination Center SA (1.471 milioni di euro).

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine era del 4,5% e del 5,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 1999 e 2000.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1999 e 2000, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scad.	Scadenza a lungo termine					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Oltre	Totale
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2001-2010**	3.498	3.210	453	1.639	314	257	317	230	2.757
- mutui a tasso agevolato	**2001-2007**	369	331	66	62	56	55	55	37	265
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2001-2007**	37	21	6	6	4		3	2	15
- credito all'esportazione assicurato	**2001-2006**	24	21	6	4	3	3	2	3	15
- credito all'esportazione ordinario	**2001-2004**	174	149	37	38	37	37			112
- altri	**2001-2005**	18	10		5	2	1	2		10
		4.120	**3.742**	**568**	**1.754**	**416**	**353**	**379**	**272**	**3.174**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2001-2010**	650	1.262			516		235	511	1.262
Altri debiti	**2001-2019**	1.065	1.105	55	69	69	62	76	774	1.050
		5.835	**6.109**	**623**	**1.823**	**1.001**	**415**	**690**	**1.557**	**5.486**

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Eni. Al 31 dicembre 1999 e 2000 i debiti soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 96 e a 44 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I *mutui a tasso di cambio agevolato* di 21 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, quali la Banca Europea per gli Investimenti, come incentivo allo sviluppo economico per i quali lo Stato italiano assume parzialmente gli utili e le perdite di cambio.

Le *obbligazioni* di 1.262 milioni di euro riguardano i titoli emessi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 617 milioni di euro (500 milioni di euro al tasso fisso del 6,125%, con scadenza nel 2010 e 117 milioni di euro a

tassi fissi e variabili, con scadenze entro il 2010), il prestito obbligazionario Eni SpA 1993-2003 a tasso variabile di 516 milioni di euro, nonché il prestito Enifin SpA 1997-2005 a tasso variabile di 129 milioni di euro.

Debiti per 193 e 147 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1999 e 2000, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	(milioni di €) 31.12.1999	Tasso medio	(milioni di €) 31.12.2000	Tasso medio
Euro	3.931	4,7	3.973	5,6
Dollaro USA	1.872	5,6	2.113	6,6
Lira sterlina	4	10,2	2	10,0
Altre valute	28	6,5	21	7,8
	5.835		**6.109**	

L'Eni dispone di linee di credito a lungo termine non utilizzate presso banche nazionali ed estere. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I *debiti commerciali* di 4.903 milioni di euro aumentano di 703 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei costi operativi, in particolare nei settori: Gas Naturale (395 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (244 milioni di euro) ed Esplorazione e Produzione (198 milioni di euro), parzialmente assorbito dalla riduzione dei debiti nel settore Ingegneria e Servizi (149 milioni di euro) connessa in particolare alla flessione dell'attività.

L'aumento dei *debiti tributari* di 2.410 milioni di euro è riferito all'aumento dei debiti per imposte sul reddito (2.766 milioni di euro) parzialmente assorbito dalla riduzione dei debiti per accise e imposte di consumo (237 milioni di euro), a seguito principalmente della fiscalizzazione delle accise, e dei debiti per altre imposte e tasse (119 milioni di euro). L'aumento dei debiti per imposte sul reddito è dovuto all'imposta sostitutiva relativa all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000 (2.166 milioni di euro) e al maggiore onere di imposta delle imprese del Gruppo rispetto all'esercizio precedente (600 milioni di euro), in particolare nel settore Esplorazione e Produzione.

12) Ratei e risconti - passivi

	(milioni di €) Valori al 31.12.1999	Valori al 31.12.2000
Ricavi e proventi anticipati	147	183
Differenziali su contratti derivati	179	153
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	76	109
Canoni di affitto	56	82
Premi delle compagnie di assicurazioni	24	19
Altri ratei e risconti passivi	45	80
	527	**596**

I *differenziali su contratti derivati* riguardano crediti e debiti finanziari non strumentali per 106 milioni di euro e altre attività e passività monetarie per 47 milioni di euro (rispettivamente 124 e 55 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

13) Garanzie

(milioni di €)

	31.12.1999				31.12.2000			
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	234	614		848	227	684		911
Imprese collegate	60	318	78	456	47	1.887	78	2.012
Imprese consolidate		4.110	85	4.195	4.800	4.250	85	9.135
Altri	28	92		120	28	250		278
	322	**5.134**	**163**	**5.619**	**5.102**	**7.071**	**163**	**12.336**

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 2.845 milioni di euro (1.226 milioni di euro al 31 dicembre 1999) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e di linee di credito per 1.470 milioni di euro (560 milioni di euro al 31 dicembre 1999), di questi 931 milioni di euro sono relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società; (ii) la garanzia rilasciata dalla Snam SpA a favore del General Contractor del progetto Blue Stream a copertura di eventuali impedimenti che possano compromettere l'esecuzione del progetto (623 milioni di euro); a fronte di questa garanzia la Snam ha ricevuto dalla Gazprom controgaranzia per il 50% dell'ammontare; (iii) contratti autonomi e altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di cessioni e acquisti di partecipazioni per 422 milioni di euro (391 milioni di euro al 31 dicembre 1999) e all'Amministrazione finanziaria a fronte del rimborso di crediti Iva per 209 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 1999); (iv) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 69 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 1999). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2000 a fronte delle suddette garanzie è di 1.657 milioni di euro (1.002 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 9.050 milioni di euro (4.110 milioni di euro al 31 dicembre 1999) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.800 milioni di euro rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Cepav Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di: partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.526 milioni di euro (1.528 milioni di euro al 31 dicembre 1999); rischi assicurativi per 1.076 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (995 milioni di euro al 31 dicembre 1999); adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 674 milioni di euro (946 milioni di euro al 31 dicembre 1999); rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 493 milioni di euro (181 milioni di euro al 31 dicembre 1999). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 8.145 milioni di euro (3.686 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Le *garanzie reali* di 163 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 1999) sono relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo è di 134 milioni di euro (158 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

14) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
Impegni:		
- contratti derivati	8.493	8.182
- acquisto di beni	190	3.259
- vendita di beni	122	163
- altri	768	642
Rischi	565	585
	10.138	**12.821**

Gli *impegni per contratti derivati* di 8.182 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 1999 e 2000 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono pertanto compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni, e i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati non solo per l'ammontare acquistato ma anche per quello venduto, infine il valore dei contratti a termine su valute è espresso al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. Per questi motivi i valori riportati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni*, rispettivamente di 3.259 e 153 milioni di euro, riguardano principalmente beni di investimento e titoli destinati alla negoziazione. In particolare, gli impegni di acquisto di beni di investimento si riferiscono per 3.103 milioni di euro alle azioni della Lasmo Plc acquistate successivamente al 31 dicembre 2000 nell'ambito dell'Offerta Pubblica di Acquisto delle azioni rappresentative dell'intero capitale della società e gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 121 milioni di euro (147 milioni di euro al 31 dicembre 1999) all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori.

Gli *altri impegni* di 642 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri dell'industria, del commercio e dell'artigianato, dei lavori pubblici, dell'ambiente e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico per 387 milioni di euro (449 milioni di euro al 31 dicembre 1999); (ii) gli impegni, anche per conto del partner Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 232 milioni di euro (227 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

I *rischi* di 585 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 175 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 1999); (ii) rischi per danni di natura ambientale di 155 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 1999); (iii) rischi di custodia di beni di terzi per 157 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 1999); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 46 milioni di euro (59 milioni di euro al 31 dicembre 1999). Tra i contenziosi ambientali si evidenzia l'azione intrapresa dal Ministero dell'ambiente nel 1992 contro l'EniChem SpA (135 milioni di euro). Il relativo commento è indicato successivamente al punto "Contenziosi".

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è concentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

Il Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio di cambio e di tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, ecc.). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1999	**Valore nominale al 31.12.2000**
Interest rate swap (IRS)	3.671	3.163
Forward rate agreement (FRA)	771	476
Interest rate collar	126	121
	4.568	**3.760**

Gli *interest rate swap (I.R.S.)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati.

La tabella che segue riporta i tipi di interest rate swap in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

	31.12.1999	**31.12.2000**
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	363	426
- tasso medio ponderato acquistato	7,41%	6,45%
- tasso medio ponderato venduto	3,46%	4,79%
- scadenza media ponderata (anni)	5,50	4,51
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.228	1.223
- tasso medio ponderato acquistato	3,50%	5,10%
- tasso medio ponderato venduto	3,29%	5,03%
- scadenza media ponderata (anni)	5,12	4,82
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	2.080	1.514
- tasso medio ponderato venduto	4,32%	5,22%
- tasso medio ponderato acquistato	3,95%	5,14%
- scadenza media ponderata (anni)	1,75	2,24

I *forward rate agreement (F.R.A.)* sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve e a lungo termine. Essi sono regolati in contanti a una data prestabilita in base al differenziale tra i tassi di interesse concordati applicati a un importo nominale. I contratti in essere alla fine dell'esercizio sono relativi

ad acquisti e a vendite di tasso fisso, rispettivamente per 50 e 426 milioni di euro (al 31 dicembre 1999 erano in essere soltanto vendite di tasso fisso per 771 milioni di euro); questi contratti hanno scadenza inferiore all'anno e i relativi utili e perdite stimati al 31 dicembre 2000 non sono significativi.

Gli *interest rate collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'interest rate collar è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi. I contratti in essere al 31 dicembre 2000 hanno scadenze non superiori a sei anni.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1999	**Valore nominale al 31.12.2000**
Contratti su cambi a termine	4.019	4.563
Opzioni	180	622
	4.199	**5.185**

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta estera. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato sia per l'ammontare acquistato sia per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore a un anno.

L'Eni utilizza inoltre le *opzioni* su valute per la copertura di transazioni in valuta estera. Le opzioni su valute trattate in mercati over-the-counter, dietro corresponsione di un premio, attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito, in media due anni.

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

(milioni di €)

Valuta	Valore nominale al 31.12.1999		**Valore nominale al 31.12.2000**	
	Acquisti	Vendite	**Acquisti**	**Vendite**
Dollaro USA	576	1.723	1.110	1.946
Lira sterlina	1	473	116	838
Franco svizzero	205	49	269	276
Corona norvegese	58	397	91	226
Euro	149	55	96	28
Riyal Saudita		109		66
Yen	47	50	32	32
Dollaro australiano	146	146	4	
Altre valute	1	14		52
	1.183	**3.016**	**1.720**	**3.465**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dai settori Esplorazione e Produzione, Raffinazione e Marketing e Petrolchimica riguardano future su greggi e prodotti petroliferi nonché swap stipulati in mercati over-the-counter. Tali contratti sono stipulati per gestire le variazioni dei prezzi delle commodities petrolifere al fine di correlare, per quanto possibile, i costi ai ricavi conseguibili sul mercato. I future comportano un modesto rischio di credito perché trattati in mercati regolamentati. Gli swap non richiedono la corresponsione di margini e sono soggetti alla solvibilità delle controparti, di norma importanti istituzioni finanziarie. Al 31 dicembre 1999 e 2000 risultavano aperti contratti derivati su merci di importo complessivamente non significativo.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività.

Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è riportata una sintesi dei procedimenti più significativi.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (ora Agricoltura SpA in liquidazione) e Terni Industrie Chimiche SpA nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di una parte dei pagamenti effettuati a favore di quest'ultima, pari a 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza della intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno a loro volta agito contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Nel gennaio 2000 è stata depositata la consulenza tecnica chiesta da Agrifactoring da cui risulta che il credito di Agrifactoring verso Federconsorzi, sulla base della cui consistenza Agrifactoring ha avanzato la pretesa di 182 milioni di euro, ammonta a circa 40 milioni di euro. L'azione giudiziaria contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, è ancora in corso.

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA. Il procedimento arbitrale è ancora nella fase istruttoria. Le società convenute hanno proposto domande riconvenzionali. Sulla sola parte del contenzioso relativa alle partite contabili dell'Enimont è stato raggiunto e perfezionato nel dicembre 2000 un accordo transattivo in forza del quale la Montedison ha riconosciuto all'EniChem la somma di 41 milioni di euro versata il 22 dicembre 2000. L'arbitrato prosegue per le questioni relative alle contestazioni ambientali. L'azione di danni che la Montedison, nel corso del 1997, ha promosso nei confronti di Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) e Snam SpA in merito allo scioglimento della joint venture Enimont si è conclusa con il rigetto delle domande della Montedison da parte del Tribunale di Milano. Montedison è ancora in termini per ricorrere in appello.

Alla fine del 1995 Finpas SpA, attualmente soggetta a procedura fallimentare, ha intrapreso un giudizio contro l'EniChem SpA al fine di ottenere la revoca dell'acquisto di azioni di Auschem SpA e la restituzione da parte dell'EniChem del prezzo pagato all'atto dell'acquisto, pari a 44 milioni di euro, oltre agli interessi maturati su detta somma. L'EniChem si è costituita in giudizio e ha contestato la domanda attorea.

Accertamenti fiscali

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'incorporata Agip SpA un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Per l'esercizio 1991 è stata altresì contestata ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo di 246 milioni di euro corrisposto all'Eni SpA per l'acquisto di un diritto di usufrutto su titoli azionari. Queste contestazioni sono tutte state giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con quattro sentenze, rispettivamente del 18 febbraio 1997, 18 marzo 1998, 31 marzo 1999 e 11 febbraio 2000. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso la prima e la seconda sono stati respinti dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con sentenze rispettivamente dell'8 febbraio e del 28 novembre 2000 relativamente alle quali pendono i termini di impugnazione davanti alla Corte di Cassazione. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la terza sentenza attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Tributaria Regionale di Milano e riguarda esclusivamente le contestazioni relative ai prezzi di trasferimento infragruppo, non la deducibilità ai fini Ilor del diritto d'usufrutto su titoli azionari limitatamente alla quale deve ritenersi formato il giudicato interno. Relativamente alla quarta sentenza tuttora pendono i termini di impugnazione da parte dell'Amministrazione finanziaria.

Nel dicembre del 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994 sempre dell'incorporata Agip SpA con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La contestazione tempestivamente impugnata dalla Società è solo una conseguenza tecnica della rettifica dei prezzi di trasferimento dell'esercizio 1992 vittoriosamente opposta dalla Società. Questa rettifica infatti aveva ridotto la perdita dichiarata dall'Agip per il 1992 successivamente utilizzata a riduzione dell'imponibile dichiarato per l'esercizio 1994. Pertanto l'avviso di accertamento notificato relativamente a quest'ultimo esercizio ha solo carattere cautelativo e verrà prevedibilmente annullato coerentemente con il già avvenuto annullamento di quello relativo all'esercizio 1992.

Nell'agosto 2000 il Ministero delle finanze kazaco ha contestato all'Agip Karachaganak BV un maggior imponibile di 58 milioni di euro sulle dichiarazioni fiscali relative agli anni 1998 e 1999. L'ammontare contestato si riferisce all'indeducibilità dei costi generali riconosciuti dall'ente concedente a titolo di cost-recovery e al diverso criterio di deducibilità di alcuni altri costi. Avverso questa contestazione sono state iniziate le procedure legali previste dalla legislazione locale.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam SpA agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità in quanto ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. A questo proposito è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero delle Finanze. In ogni caso, se non altro a titolo cautelativo, avverso il decreto suddetto saranno adottate e in parte già sono state adottate le necessarie azioni davanti ai competenti organi giurisdizionali.

Ambiente

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha intrapreso un'azione contro l'EniChem SpA e altri soggetti per recuperare un importo tra 135 e 870 milioni di euro per i danni relativi allo scarico di effluenti dall'impianto di Mantova posseduto da una società già controllata dalla Montedison SpA conferita all'Enimont SpA nell'ambito della sua costituzione. Nel settembre 1999, in occasione della precisazione delle conclusioni, l'Avvocatura di Stato ha chiesto al Tribunale di Brescia la condanna in solido di tutti i soggetti al risarcimento che risulterà in corso di causa e comunque non inferiore a 135 milioni di euro.

Nel 1996 la Procura della Repubblica presso la Pretura di Venezia ha avviato un procedimento volto all'accertamento delle responsabilità per l'asserita contaminazione della laguna da sostanze scaricate dal Petrolchimico di Porto Marghera. Nell'ambito di questo procedimento, nel corso del 1998, è stato disposto dapprima il sequestro e poi il dissequestro dello scarico SM 15 dello stabilimento di Porto Marghera.

È ancora pendente il procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia che vede imputate 31 persone, fra le quali 10 tra attuali o precedenti dirigenti e amministratori di società controllate dell'EniChem SpA, in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Si tratta di situazioni di danno che hanno avuto origine in epoche lontane in cui gli impianti erano gestiti da società non appartenenti all'Eni. Prima dell'inizio del dibattimento le parti civili persone fisiche sono state tacitate dalle società responsabili civili, tra cui l'EniChem, con la somma complessiva di 33 milioni di euro. A tale risarcimento l'EniChem ha concorso con la somma di 8 milioni di euro. Il risarcimento del danno lamentato, che non costituisce ammissione di responsabilità per i fatti di cui al processo, è stato versato anche a titolo di solidarietà verso le persone colpite dagli eventi di morte o malattia. La società sta gestendo con la compagnia assicurativa l'aspetto assicurativo. Rimangono costituite come parti civili Enti, Associazioni e 28 persone fisiche inserite nel processo a seguito di una contestazione suppletiva del Pubblico Ministero. Con una ulteriore contestazione del dicembre 2000, il Pubblico Ministero ha aggiunto al capo di imputazione altre 58 parti offese delle quali 41 persone si sono costituite parti civili.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile. Fra gli indagati ci sono 20 ex dipendenti o ex amministratori di società dell'EniChem SpA che nel periodo dal 1983 al 1993 hanno gestito questi impianti. Il procedimento è nella fase delle indagini preliminari e intende accertare eventuali responsabilità in relazione a patologie riscontrate tra i lavoratori addetti ai citati impianti.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine nei confronti di AgipPetroli SpA in relazione alle emissioni, non consentite dalla legge (art. 674 c.p.) provocate dai diversi impianti della raffineria, che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di alcuni cittadini di Gela, nonché per non avere indicato tali emissioni in violazione al D.P.R. 203 dell'88. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione diretta a giudizio di ex direttori della raffineria per fatti avvenuti dal 1997 a oggi. In vista dell'udienza, è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile del Comune di Gela con richiesta di risarcimento danni per gli imputati e per l'AgipPetroli quale responsabile civile.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

BP Chemicals Ltd aveva impugnato la decisione della Commissione UE del 27 luglio 1994 concernente le ricapitalizzazioni di EniChem SpA effettuate dall'Eni nel 1992, 1993 e 1994 per un totale di 2.476 milioni di euro. La decisione della Commissione aveva considerato aiuti compatibili le prime due ricapitalizzazioni, mentre per la terza non aveva ritenuto trattarsi di "aiuto". Nel mese di settembre 1998 si è avuta notizia della sentenza del Tribunale di prima istanza che accoglie il ricorso, annullando la decisione della Commissione per difetto di motivazione per quanto concerne la ricapitalizzazione del 1994 di 1.549 milioni di euro. La Commissione ha instaurato una nuova procedura di accertamento che, ove negativa, potrebbe essere di nuovo impugnata dallo Stato italiano e dall'EniChem. Nell'ipotesi, da considerarsi remota, in cui al termine di tutte queste procedure la decisione finale fosse per lei sfavorevole, EniChem dovrebbe restituire all'Eni le somme ricevute con il suddetto aumento di capitale.

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento, ha irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro e ha chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione di fronte al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il TAR, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE in corso di recepimento, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione del TAR.

Con delibera del 7 ottobre 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria nei confronti delle imprese petrolifere per presunte intese restrittive della concorrenza, sia verticali sia orizzontali, consistenti, rispettivamente, nella fissazione del prezzo di vendita finale dei carburanti e nella disincentivazione dei gestori a praticare sconti rispetto ai prezzi consigliati dalle compagnie petrolifere. In data 8 giugno 2000 l'Autorità ha notificato il provvedimento di chiusura dell'istruttoria concludendo che le società appartenenti all'Unione Petrolifera, e tra queste l'AgipPetroli SpA, abbiano posto in essere nel periodo 1994-1999 un'intesa orizzontale in violazione dell'art. 2 comma 2 della legge 287/1990. L'Autorità ha ritenuto che in questo modo le società petrolifere abbiano mantenuto il controllo sui prezzi al consumo dei carburanti, in contrasto con la liberalizzazione dei prezzi sancita nel 1994 e la libera determinazione degli stessi da parte dei gestori degli impianti di distribuzione. Per questi motivi l'Autorità ha irrogato nei confronti delle società appartenenti all'Unione Petrolifera una sanzione per complessivi 331 milioni di euro, di cui 112 a carico di AgipPetroli. La società ha presentato ricorso contro la decisione al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio che lo ha rigettato. Successivamente l'AgipPetroli ha impugnato la sentenza dinanzi al Consiglio di Stato. L'AgipPetroli ha prudenzialmente rilevato l'onere della sanzione inflitta.

Con la deliberazione n. 193/99 del 22 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto una riduzione dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali del gas naturale praticate dai distributori per la parte relativa alla componente del costo della materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza vengano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. Snam SpA e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia chiedendo l'annullamento della delibera. Nel febbraio 2001 il Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia, accogliendo i ricorsi presentati dalla Snam, dall'Italgas SpA e da altri operatori, ha annullato la delibera n. 193/99 dell'Autorità che il 16 marzo 2001 ha proposto ricorso al Consiglio di Stato chiedendo la sospensiva. La Snam ha prudenzialmente effettuato lo stanziamento al fondo rischi e oneri dei minori ricavi derivanti dalla delibera dell'Autorità.

In data 28 agosto 2000 l'Enirisorse SpA (in liquidazione) ha stipulato con Zincocalabra SpA il contratto di vendita dell'intero pacchetto azionario della Pertusola Sud. Il contratto è stato notificato alla Commissione UE nell'ambito della procedura di monitoraggio della liquidazione delle attività del settore della metallurgia non ferrosa dell'Enirisorse di cui alla decisione 98/212/CE del 16 aprile 1997. Con lettera del 26 settembre 2000 la Commissione ha chiesto al Governo italiano informazioni in merito per valutare la compatibilità del contratto con la propria decisione. Il 13 febbraio 2001 la Commissione ha comunicato al Governo italiano di aver avviato la procedura di cui all'art. 88, paragrafo 2 del Trattato CE in relazione a ipotizzato aiuto in favore di Pertusola Sud. La procedura si iscrive nell'ambito dell'esecuzione della decisione del 1997 sopra indicata. I motivi sono: (i) l'aiuto approvato in base alla decisione del 1997 in favore di Pertusola Sud potrebbe essere stato attuato in modo abusivo; (ii) i finanziamenti concessi da Enirisorse a Pertusola Sud per mantenere solvibile la società, sebbene in liquidazione, costituiscono o meno aiuti di Stato e, se del caso, siano incompatibili con il mercato comune; (iii) i mezzi finanziari che Enirisorse dovrebbe fornire a Pertusola Sud a fronte di costi ambientali costituiscono o meno aiuto di Stato e, se del caso, siano incompatibili con il mercato comune. Nel corso del mese di aprile il Governo italiano presenterà le proprie osservazioni alla Commissione. La decisione della Commissione potrebbe essere assunta entro il 2001. Nell'ipotesi in cui la decisione finale, nonostante eventuali impugnative del-

lo Stato italiano e della società, fosse sfavorevole, Pertusola Sud dovrebbe restituire all'Enirisorse le somme ritenute aiuti di Stato incompatibili.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Per coprire la domanda di gas naturale del mercato italiano nel medio e lungo periodo l'Eni ha stipulato contratti di acquisto a lungo termine che hanno una durata residua media di circa 20 anni. I contratti attualmente in essere, che contengono clausole di "take or pay", assicurano complessivamente circa 1.170 miliardi di metri cubi di gas naturale. I prezzi di questi contratti sono periodicamente rivisti in base all'andamento di quelli di alcuni prodotti petroliferi. A seguito di questi contratti, l'Eni ha stipulato con terzi contratti di trasporto a lungo termine di gas naturale dal punto di consegna del fornitore estero fino al territorio nazionale. Questi contratti, che contengono generalmente clausole di "ship or pay", assicurano complessivamente il trasporto di circa 725 miliardi di metri cubi di gas naturale. Gli approvvigionamenti e il trasporto di gas naturale finora non hanno mai comportato l'applicazione di clausole di "take or pay" o "ship or pay". Il 20 giugno 2000 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n.164 del 23 maggio 2000 per il recepimento della Direttiva Cas in attuazione della legge di delega. Il decreto, rispetto alla direttiva UE, da un lato anticipa il conseguimento di obiettivi, come la totale contendibilità sul versante della domanda, e dall'altro introduce limiti alla quota di mercato degli operatori e impone la separazione societaria di alcune attività. Vengono invece confermate le disposizioni della Direttiva in materia di salvaguardia dei contratti "take or pay" e della reciprocità. Sulla base delle previsioni di crescita della domanda di gas naturale in Italia, l'Eni stima che l'introduzione dei limiti alla quota di mercato consentita a ciascun operatore determinerà negli esercizi 2002-2003 un'eccedenza di circa tre-quattro miliardi di metri cubi delle disponibilità previste di gas naturale dell'Eni rispetto ai quantitativi massimi che l'Eni potrà immettere o vendere sul mercato interno. Tuttavia l'Eni ritiene di avere margini di flessibilità per la gestione delle proprie eccedenze di gas naturale mediante la cessione di quantitativi ad altri operatori in Italia e in Europa.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazioni in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/99; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15) Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 26. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Esplorazione e Produzione	2.956	1.852	3.786
Gas Naturale	9.273	9.505	13.436
Generazione Elettrica			308
Raffinazione e Marketing	24.375	28.956	39.723
Petrolchimica	3.788	3.780	5.448
Ingegneria e Servizi	1.987	2.011	2.791
Altre attività	169	157	180
Attività in corso di dismissione	252	83	
	42.800	**46.344**	**65.672**

Aree geografiche di destinazione

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Italia	30.361	31.987	40.936
Resto dell'Unione Europea	5.083	5.898	8.998
Resto dell'Europa	2.062	2.065	3.382
Americhe	2.348	2.747	6.467
Africa	1.677	2.074	2.963
Asia	1.250	1.559	3.013
Altre aree	19	14	23
	42.800	**46.344**	**65.672**

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato riportato alla nota n. 26, sono così determinati:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	42.800	46.344	65.672
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	942	702	(1.054)
a dedurre:			
- accise	(13.852)	(13.911)	(13.126)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(896)	(1.086)	(1.993)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(653)	(624)	(867)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA		(417)	(691)
	28.341	**31.008**	**47.938**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	84	85	174
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	115	128	126
Risarcimento danni	88	121	119
Locazioni e affitti di azienda	75	86	79
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	56	59	77
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	35	36	36
Rivalutazione delle immobilizzazioni materiali precedentemente svalutate	2	113	19
Contributi in conto esercizio	20	26	14
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante	11	22	13
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	22	26	11
Altri proventi	255	283	278
Totale come da schema di conto economico legale	**763**	**985**	**945**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(36)	(33)	(40)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**727**	**952**	**905**

16) Costi della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci dei "Costi della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 26. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	11.934	14.692	26.858
Costi per servizi	6.173	6.035	6.513
Costi per godimento di beni di terzi	1.048	941	1.304
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	66	41	66
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	43	(106)	(291)
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	121	(138)	(219)
Accantonamenti per rischi	61	188	482
Altri accantonamenti	374	469	405
Oneri diversi di gestione	14.419	14.479	13.691
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**34.239**	**36.601**	**48.738**
a dedurre:			
- accise	(13.852)	(13.911)	(13.126)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(896)	(1.086)	(1.996)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(653)	(624)	(867)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA		(417)	(621)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(805)	(563)	(636)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**18.033**	**20.000**	**31.442**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 15, 19 e 9 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 310, 331 e 552 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per rischi e oneri ambientali di 34, 98 e 163 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000. L'aumento di 294 milioni di euro rispetto all'esercizio 1999 è dovuto principalmente all'accantonamento prudenziale effettuato dalla Snam SpA a fronte della deliberazione n. 193/99 del 22 dicembre 1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali del gas naturale praticate dai distributori.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 170, 206 e 136 milioni di euro, al fondo smantellamento e ripristino siti per 156, 181 e 165 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 11, 35 e 42 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000, nonché accantonamenti al fondo spese per l'introduzione dell'euro di 2, 15 e 13 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.875, 13.933 e 13.128 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (44, 65 e 29 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998, 1999 e 2000).

Costi per il personale

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Salari e stipendi	2.234	2.134	2.175
Oneri sociali	651	621	627
Trattamento di fine rapporto	126	121	113
Trattamento di quiescenza e simili	11	16	11
Altri costi	85	73	57
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**3.107**	**2.965**	**2.987**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(36)	(33)	(40)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(154)	(150)	(161)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**2.917**	**2.782**	**2.786**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Immobilizzazioni immateriali:			
- ammortamenti	984	771	1.122
Immobilizzazioni materiali:			
- ammortamenti	2.798	2.825	2.678
- svalutazioni	530	106	55
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**4.312**	**3.702**	**3.855**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(4)	(12)
Totale come da conto economico riclassificato	**4.308**	**3.698**	**3.843**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori per l'esercizio 2000 ammontano a 1,939 milioni di euro (rispettivamente 3,140 e 1,646 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998 e 1999). I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,407 milioni di euro (0,250 e 0,355 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998 e 1999).

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

17) Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	67	63	44
Plusvalenze da cessioni	401	17	19
Altri	3	2	1
	471	**82**	**64**
Rivalutazioni di partecipazioni	68	108	147
	539	**190**	**211**

I dividendi derivano da partecipazioni valutate al costo. Le rivalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo.

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	683	987	1.848
Proventi su titoli	176	197	116
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	101	97	112
Proventi su contratti derivati finanziari	89	62	96
Interessi su *crediti verso banche*	89	30	86
Interessi su crediti di imposta	66	41	33
Altri proventi finanziari	134	109	165
	1.338	**1.523**	**2.456**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	6		9
	1.344	**1.523**	**2.465**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	634	1.014	1.683
Interessi e altri oneri verso banche	464	267	379
Oneri su contratti derivati finanziari	89	106	132
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	41	30	54
Oneri su partecipazioni	25	8	9
Altri interessi e oneri finanziari	195	143	219
	1.448	**1.568**	**2.476**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	118	93	169
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	1	10	7
	119	**103**	**176**
	1.567	**1.671**	**2.652**

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo.

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre		1	4
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	32	41	50
- impianti e macchinario	7	12	19
- attrezzature industriali e commerciali		3	
	39	**57**	**73**

18) Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Proventi straordinari			
Effetto pregresso della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato relativo alle imposte sul reddito	273		
Plusvalenze da cessioni	57	77	86
Altri proventi straordinari	78	26	146
	408	**103**	**232**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- accantonamenti a fondi per rischi e oneri	(277)	(330)	(183)
- svalutazioni e minusvalenze	(183)	(169)	(34)
- incentivazione esodi	(129)	(110)	(202)
	(589)	(609)	(418)
Altri oneri straordinari	(64)	(22)	(326)
	(653)	**(631)**	**(744)**
	(245)	**(528)**	**(512)**

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 86 milioni di euro riguardano principalmente: (i) le cessioni di partecipazioni in società africane da parte dell'AgipPetroli (63 milioni di euro); (ii) le cessioni di immobili nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare (14 milioni di euro); (iii) le cessioni di punti di vendita della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (8 milioni di euro).

Gli *altri proventi straordinari* di 146 milioni di euro riguardano in particolare: (i) il provento su partecipazioni (35 milioni di euro) derivante dalla fatturazione da parte della partecipata Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (Tenp) agli utilizzatori del gasdotto di tariffe addizionali riferite a esercizi precedenti a seguito della definizione di un contenzioso fiscale; (ii) la definizione di contenziosi e transazioni (73 milioni di euro).

Gli *accantonamenti a fondi per rischi e oneri* di 182 milioni di euro riguardano gli oneri per ripristini ambientali nei settori della Petrolchimica (99 milioni di euro) e della Raffinazione e Marketing (83 milioni di euro).

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 202 milioni di euro riguardano in particolare i settori Raffinazione e Marketing (49 milioni di euro), Gas Naturale (33 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (31 milioni di euro), Esplorazione e Produzione (28 milioni di euro), Petrolchimica (27 milioni di euro) e l'Eni-Corporate (22 milioni di euro).

Gli *altri oneri straordinari* di 326 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la rilevazione prudenziale della sanzione pecuniaria (112 milioni di euro) inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato all'AgipPetroli SpA per asserita violazione dell'art. 2 della legge 287/90 in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere (v. nota 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi"); (ii) oneri fiscali pregressi relativi all'Agip Angola Production BV (90 milioni di euro); (iii) la tariffa addizionale di trasporto del gas (72 milioni di euro) corrisposta alla Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH, come indicato negli "Altri proventi straordinari"; (iv) oneri per altri contenziosi (40 milioni di euro).

19) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.228	1.288	3.584
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	134	528	1.944
- altre imprese estere	42	40	40
	1.404	**1.856**	**5.568**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(15)	(2)	(2)
	1.389	**1.854**	**5.566**
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	67	113	(1.478)
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	(21)	99	247
- altre imprese estere	15	(12)	
	61	**200**	**(1.231)**
	1.450	**2.054**	**4.335**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 1.162 milioni di euro, l'Irap per 239 milioni di euro, imposte estere per 17 milioni di euro, nonché l'imposta sostitutiva dovuta sulla rivalutazione e sul riallineamento dei valori fiscali effettuati a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 per 2.166 milioni di euro.

Le imposte anticipate nette dell'esercizio relative alle imprese italiane (1.478 milioni di euro) riguardano la rilevazione del beneficio differito di imposta (1.210 milioni di euro) conseguente alla eliminazione nel bilancio consolidato della rivalutazione effettuata da alcune imprese consolidate a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342, l'utilizzo del fondo imposte differite (845 milioni di euro) costituito a fronte degli ammortamenti eccedenti e anticipati divenuto esuberante a seguito della rivalutazione e del riallineamento in applicazione della suddetta legge, nonché, in deduzione, altre imposte differite nette (577 milioni di euro).

Le imposte correnti e differite dell'esercizio relative alle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione (2.191 milioni di euro) aumentano di 1.564 milioni di euro rispetto all'esercizio 1999. La variazione è dovuta principalmente all'aumento del valore della produzione di idrocarburi nei paesi a elevata fiscalità o a margine garantito.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 41,9% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 42,7%, che risulta 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.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è la seguente:

	1998	1999	% 2000
Aliquota teorica	**46,3**	**44,2**	**42,7**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(5,6)	(1,5)	
- effetto fiscale netto conseguente alla applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000			(4,9)
- svalutazione (utilizzo) di perdite fiscali pregresse	1,4	0,4	(0,1)
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(1,8)	(3,0)	2,5
- differenze permanenti		0,3	0,5
- imposte sulle riserve distribuibili		0,4	0,3
- tassazione dei dividendi esteri	0,2		0,2
- imposte dovute all'estero da imprese italiane	0,3	0,4	0,2
- altre motivazioni	(1,0)	(0,5)	0,5
	(6,5)	**(3,5)**	**(0,8)**
	39,8	**40,7**	**41,9**

20) Utile per azione

L'utile per azione indicato in calce allo schema di conto economico è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio, escluse le azioni proprie. Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi precedenti. Sulla base di questo criterio negli esercizi 1998 e 1999 il numero delle azioni in circolazione è risultato di 8.002.140.853 e nell'esercizio 2000 è risultato di 7.988.216.177 a seguito dell'acquisto di azioni proprie deliberato dall'assemblea ordinaria del 6 giugno 2000.

21) Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 26. I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

(milioni di €)

	Esplorazione e Produzione	Gas Naturale	Generazione Elettrica	Raffinazione e Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Servizi	Altre attività (a)	Attività in corso di dismissione	Totale
1998									
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	5.206	9.625		10.374	4.048	3.348	552	253	
a dedurre: ricavi infrasettori	(2.906)	(353)		(748)	(261)	(410)	(386)	(1)	
Ricavi da terzi	2.300	9.272		9.626	3.787	2.938	166	252	28.341
Risultato operativo	594	2.513		730		198	(168)	(57)	3.810
Attività direttamente attribuibili (c)	9.103	10.755		6.715	3.400	2.500	656	104	33.233
Attività non direttamente attribuibili									8.103
Passività direttamente attribuibili (d)	2.827	2.306		2.716	950	2.162	819	99	11.879
Passività non direttamente attribuibili									12.067
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.882	921		586	331	354	61	17	5.152
Ammortamenti e svalutazioni	(2.374)	(1.073)		(466)	(255)	(108)	(31)	(1)	(4.308)
1999									
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	6.840	9.900		14.415	4.096	2.988	555	83	
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.612)	(368)		(873)	(319)	(299)	(398)		
Ricavi da terzi	1.228	9.532		13.542	3.777	2.689	157	83	31.008
Risultato operativo	2.834	2.580		478	(362)	149	(199)		5.480
Attività direttamente attribuibili (c)	11.889	10.951		7.864	3.431	2.629	716		37.480
Attività non direttamente attribuibili									8.717
Passività direttamente attribuibili (d)	3.570	2.507		3.718	1.191	1.661	921		13.568
Passività non direttamente attribuibili									12.880
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.268	906		524	289	425	55	16	5.483
Ammortamenti e svalutazioni	(1.656)	(1.071)		(501)	(333)	(111)	(26)		(3.698)
2000									
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	12.308	13.935	492	25.462	6.018	2.145	608		
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.384)	(539)	(184)	(1.549)	(570)	(384)	(431)		
Ricavi da terzi	2.924	13.406	308	23.913	5.448	1.762	177		47.938
Risultato operativo	6.603	3.150	28	986	4	144	(143)		10.772
Attività direttamente attribuibili (c)	15.170	12.967	360	8.257	3.569	2.891	867		43.630
Attività non direttamente attribuibili									12.613
Passività direttamente attribuibili (d)	4.408	2.913	41	4.048	1.223	1.864	1.018		15.305
Passività non direttamente attribuibili									16.785
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.539	780	14	533	268	245	55		5.431
Ammortamenti e svalutazioni	(2.364)	(439)	(20)	(547)	(274)	(148)	(31)		(3.843)

(a) Le "Altre attività" comprendono i valori dell'Eni-Corporate, non significativi.
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(c) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(d) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di €)

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
1998								
Attività direttamente attribuibili (a)	21.612	3.072	1.646	4.694	1.153	1.038	18	33.233
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.535	439	465	1.103	261	345	4	5.152
1999								
Attività direttamente attribuibili (a)	22.159	3.616	1.993	6.165	2.316	1.226	5	37.480
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.238	320	390	1.159	1.095	280	1	5.483
2000								
Attività direttamente attribuibili (a)	24.554	4.861	2.177	6.651	3.859	1.570	8	43.670
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.206	439	283	1.186	753	562	2	5.431

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di €)

	1998	1999	**2000**
Italia	18.059	18.813	27.184
Resto dell'Unione Europea	3.339	3.926	6.944
Resto dell'Europa	1.737	1.816	2.711
Africa	1.160	1.496	2.083
Americhe	2.432	3.148	6.034
Asia	1.596	1.795	2.939
Altre aree	18	14	23
	28.341	**31.008**	**47.938**

Le esportazioni dall'Italia dirette a clienti e a imprese consolidate estere sono state di 4.439, 4.605 e 5.979 milioni di euro rispettivamente per il 1998, 1999 e 2000.

22) Attività in dismissione

Nel mese di luglio del 1999, la Snam SpA ha presentato un invito a manifestare interesse, da parte di un unico soggetto o di più soggetti di concerto, all'acquisto di beni immobili di proprietà dell'Eni SpA e di imprese controllate, delle azioni rappresentative di circa il 90% del capitale della Immobiliare Metanopoli SpA, quotate nella borsa italiana, nonché di azioni rappresentative dell'intero capitale della Sieco SpA, società di servizi che cura, tra l'altro, la gestione tecnica di immobili di imprese controllate dell'Eni SpA. Nel mese di marzo 2000 sono state presentate le offerte vincolanti di acquisto; successivamente dal patrimonio in vendita sono stati esclusi la Sieco SpA, sostituita dal relativo ramo di azienda immobiliare, e alcuni immobili a causa di livelli di prezzo ritenuti insoddisfacenti. Dopo un'ulteriore fase di due diligence e il riallineamento delle condizioni contrattuali sono state ricevute le offerte finali che hanno visto prevalere il fondo Whitehall di Goldman Sachs con un'offerta di 1.144 milioni di euro di cui 624 relativi al pacchetto del 90,16% di Immobiliare Metanopoli e 520 relativi ad altri beni immobili e rami di azienda di proprietà di società dell'Eni. Il 31 gennaio 2001 è stato firmato il contratto preliminare di vendita e presumibilmente nel mese di aprile 2001 saranno stipulati i contratti definitivi. Inoltre nel corso dell'esercizio sono stati definiti, con altri acquirenti, contratti e impegni di vendita per circa 155 milioni di euro riguardanti gran parte dei beni esclusi dall'offerta iniziale. Allo stato attuale è stato anche avviato il procedimento di vendita di altri beni immobili per un valore stimato complessivamente in 250 milioni di

euro. Il valore di iscrizione in bilancio dei beni la cui cessione è stata già definita è di circa 600 milioni di euro e la prevista plusvalenza di cessione è di circa 700 milioni di euro al lordo del relativo effetto fiscale.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono principalmente trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti al 31 dicembre 1999 e 2000 esigibili oltre l'esercizio successivo, con esclusione dei crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana, non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto (2,5% per semestre intero) risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo non è indicato in quanto pressoché equivalente al relativo valore contabile.
- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 1999 e 2000 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate.

(milioni di €)

	31.12.1999		31.12.2000	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli e partecipazioni non immobilizzate	2.097	2.130	1.926	1.961
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve e detratti gli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale	5.424	5.356	6.702	5.693

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi ad attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

(milioni di €)

	31.12.1999		31.12.2000	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	13	68	12	38
- passività	(35)	(34)	(40)	(11)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	203	125	225	79
- passività	(144)	(125)	(113)	(52)

24) 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 i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti l'Enel SpA, la società elettrica nazionale italiana.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2000				2000			
					Costi		Ricavi	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate								
Polimeri Europa Srl	99	31			204	1	797	227
Saras SpA Raffinerie Sarde	42	106			277	146	425	24
Blue Stream Pipeline Company BV	71	84	623					198
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		30				536		
Petrobel Belayim Petroleum Co	16	148				296		
Promgas SpA	15	21			152		150	
Raffineria di Milazzo SpA	28	18				164	70	24
Superoctanos CA	8	14			230		6	
Agip Oil Company Ltd	4	53				154		
Serfactoring SpA	1	169						1
Inca International SpA	12		5				79	6
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	17					1	72	
Supermetanol CA		5			53			12
Transitgas AG	1	11				13		
Altre (*)	145	100	95	6	37	243	360	70
	459	**790**	**683**	**6**	**953**	**1.594**	**1.959**	**562**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Enirisorse SpA (in liquidazione)	1	7	522					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		9				145		1
Agricoltura SpA (in liquidazione)	4	1	30				5	3
Altre (*)	68	62	140		3	58	46	17
	73	**79**	**692**		**3**	**203**	**51**	**21**
	532	**869**	**1.375**	**6**	**956**	**1.797**	**2.010**	**583**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Enel SpA	334	9			22	11	1.517	509
	866	**878**	**1.375**	**6**	**978**	**1.808**	**3.527**	**1.092**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2000			2000	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Company BV			931		8
Transitgas AG	493				16
Polimeri Europa Srl	259		60		18
Supermetanol CA	20		129		2
Superoctanos CA	4		126		
Raffineria di Milazzo SpA	11		66		
Serfactoring SpA	76			1	1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	13				1
Altre (*)	46	66	17	1	2
	916	**66**	**1.329**	**2**	**48**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	431		192		41
Agricoltura SpA (in liquidazione)		215		9	
Enirisorse SpA (in liquidazione)	19	34	44	1	1
Altre (*)	53	60	23	16	4
	503	**309**	**219**	**26**	**46**
	1.419	**375**	**1.548**	**28**	**94**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali con la Polimeri Europa riguardano essenzialmente la compravendita di prodotti della petrolchimica di base e l'esecuzione di servizi di ingegneria, quelli finanziari si riferiscono a crediti condizionati strumentali all'attività operativa mentre le garanzie sono state concesse a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con la Saras Raffinerie Sarde, la Bayernoil Raffineriegesellschaft e con la Raffineria di Milazzo sono relativi a prestazioni per la raffinazione di olio greggio di petrolio, nonché limitatamente alla Saras Raffinerie Sarde e alla Raffineria di Milazzo anche alla vendita di greggi, all'acquisto di prodotti petroliferi e alle prestazioni di servizi di ingegneria, e, limitatamente alla Raffineria di Milazzo, anche alla concessione di garanzie a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti commerciali e finanziari con la Blue Stream Pipeline Company riguardano la realizzazione del gasdotto che collegherà la Federazione Russa alla Turchia. I rapporti con la Petrobel Belayim Petroleum e con l'Agip Oil Company riguardano servizi di esplorazione e produzione mineraria. I rapporti con la Promgas riguardano la vendita di gas naturale. I rapporti con la Superoctanos e la Supermetanol riguardano l'acquisto di additivi per le benzine nonché la concessione di finanziamenti e di garanzie relative ad affidamenti bancari. I rapporti con l'Inca International riguardano la vendita di prodotti della petrolchimica. I rapporti con la Serfactoring sono relativi a operazioni di fattorizzazione e alla concessione di finanziamenti. I rapporti con il Gruppo Distribuzione Petroli riguardano la vendita di prodotti petroliferi per la distribuzione extrarete. I rapporti con la Transitgas riguardano il finanziamento del raddoppio del tratto svizzero del gasdotto Olanda-Italia nonché prestazioni di trasporto del gas naturale.

Le garanzie rilasciate all'Enirisorse (in liquidazione) riguardano gli impegni assunti verso i soggetti che hanno acquisito le attività della società. I rapporti con la Transmediterranean Pipeline sono relativi a finanziamenti e garanzie per la concessione di prestiti bancari finalizzati alla realizzazione della rete di trasporto del gas naturale nonché a prestazioni di trasporto. I debiti finanziari verso l'Agricoltura (in liquidazione) e l'Enirisorse (in liquidazione) si riferiscono a depositi temporanei di disponibilità presso le società finanziarie dell'Eni.

I rapporti con l'Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

25) Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	1998	1999	**2000**	1998	1999	**2000**
Dirigenti	1.944	1.821	1.724	20	19	16
Quadri	8.949	8.591	8.381	118	119	107
Impiegati	35.800	33.816	32.881	854	764	638
Operai	30.874	28.886	27.140	733	616	287
	77.567	**73.114**	**70.126**	**1.725**	**1.518**	**1.048**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio, determinato per aree di consolidamento omogenee.

26) Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Security Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles, o U.S. GAAP). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa, sono di seguito riportate le informazioni contabili previste nel "Form 20-F" integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

a) Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni. Il collegamento tra le voci differenti degli schemi italiani e internazionali è indicato nelle note al bilancio.

Stato patrimoniale

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.212	1.244
Titoli	1.962	1.794
Crediti	10.763	13.385
Rimanenze:		
- *greggio, gas naturale e prodotti petroliferi*	1.337	1.466
- *prodotti chimici*	485	631
- *lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine*	308	280
- *altre*	495	743
Totale rimanenze	2.626	3.120
Ratei e risconti attivi	338	411
Totale attività correnti	**16.901**	**19.954**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	23.074	26.797
Crediti	2.206	2.805
Partecipazioni	1.446	4.223
Immobilizzazioni immateriali	2.175	2.391
Altre attività	395	973
Totale attività non correnti	**29.296**	**36.409**
Totale attività	**46.197**	**56.363**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	4.127	5.342
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	637	586
Debiti commerciali	4.142	4.847
Anticipi	816	896
Debiti tributari	2.613	5.034
Ratei e risconti passivi e altri debiti	2.819	3.539
Totale passività correnti	**15.154**	**20.244**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.787	5.116
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	411	457
Fondi per rischi e oneri	3.735	4.349
Fondo imposte	1.772	1.353
Ratei e risconti passivi e altri debiti	589	771
Totale passività non correnti	**11.294**	**12.046**
Totale passività	**26.448**	**32.290**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.351**	**1.672**
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	11.408	13.071
Azioni proprie in portafoglio		(574)
Utile dell'esercizio	2.857	3.771
Totale patrimonio netto dell'Eni	**18.398**	**22.401**
Totale passività e patrimonio netto	**46.197**	**56.363**

Conto economico

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	28.341	31.008	47.938
Altri ricavi e proventi	727	952	905
Totale ricavi	**29.068**	**31.960**	**48.843**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.033	20.000	31.442
Costo lavoro	2.917	2.782	2.786
Margine operativo lordo	**8.118**	**9.178**	**14.615**
Ammortamenti e svalutazioni	4.308	3.698	3.843
Utile operativo	**3.810**	**5.480**	**10.772**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni:			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	(41)	10	64
Proventi netti su partecipazioni	396	89	33
Totale proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	**355**	**99**	**97**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	4.165	5.579	10.869
(Oneri) straordinari netti prima dello IAS 12 aggiornato (a)	(518)	(528)	(512)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato (b)	**3.647**	**5.051**	**10.357**
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (b)	273		
Imposte sul reddito	(1.450)	(2.054)	(4.336)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.470	2.997	6.022
Utile di terzi azionisti	(142)	(140)	(251)
Utile dell'esercizio	**2.328**	**2.857**	**5.771**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**0,29 euro**	**0,36 euro**	**0,72 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)	**2,91 euro**	**3,57 euro**	**7,22 euro**

(a) Prima delle imposte sul reddito.

(b) L'effetto dello IAS 12 aggiornato è stato imputato tra i proventi straordinari ed è stato indicato separatamente ai soli fini espositivi.

b) Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi.

Definizione dell'area di consolidamento

Secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza.

Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Dall'esercizio 1998, a seguito del collocamento sul mercato di azioni della Saipem SpA, che ha fatto scendere la partecipazione dell'Eni nella società da circa il 66% a circa il 43% del capitale sociale lasciando invariato il controllo, la società stessa e la Società Italiana per il Gas pA, ugualmente controllata dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto, nonché le rispettive imprese controllate, sono state escluse dall'area di consolidamento in applicazione degli U.S. GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto.

Attività mineraria

Esplorazione

Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati all'attivo patrimoniale per rappresentarne la natura di investimento e ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono iscritti all'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario. In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" per la successiva rilevazione a conto economico a titolo di svalutazione, in caso di esito negativo, o di ammortamento con il metodo UOP.

Sviluppo

Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Gli U.S. GAAP prevedono che tutti i costi di sviluppo, senza considerare l'esito minerario, siano imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi di sviluppo di cui si è accertato l'esito negativo o incidentati sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" e ammortizzati con il metodo UOP.

Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali

La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani sia degli U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

Al 31 dicembre 2000 non si sono verificate differenze significative nell'ammontare delle svalutazioni determinate applicando i due differenti criteri; pertanto le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano lo storno delle rivalutazioni per riprese di valore effettuate in applicazione dei principi contabili italiani e dei relativi ammortamenti.

Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni

Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano l'effetto del ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico, nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

Azioni proprie

Secondo i principi contabili italiani, le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, le azioni proprie sono valutate al costo a prescindere dalla finalità per cui sono state acquistate. Al 31 dicembre 2000 questa differenza di principio non ha determinato alcun effetto nella rappresentazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP.

Titoli

Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minore valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato; la differenza rispetto al costo di acquisto è imputata a conto economico o a patrimonio netto a seconda che i titoli siano destinati al trading o siano disponibili per la vendita. L'applicazione da parte dell'Eni del differente criterio non determina effetti significativi sul patrimonio netto e sull'utile dell'esercizio.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Secondo i principi contabili italiani, le imposte anticipate sono rilevate se sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità e le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte sul reddito siano contabilizzate applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes" ("SFAS 109") secondo il quale le imposte anticipate sono rilevate se il loro recupero è probabile e le imposte sulle riserve di patrimonio netto sono comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stessi principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento alla probabilità piuttosto che alla ragionevole certezza del loro recupero, la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, nonché le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente.

Ammortamenti

Fino all'esercizio 1999, in conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali, in particolare gasdotti, reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario, era effettuato, a quote costanti, applicando i coefficienti stabiliti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini U.S. GAAP, la durata dell'ammortamento veniva allineata a quella superiore applicata a livello internazionale.

L'emanazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas Naturale e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati sulla base della nuova vita economico-tecnica residua e non più di quella determinata in base alle aliquote stabilite nei decreti del Ministro delle finanze in relazione a studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore (10 e 8%, rispettivamente per i gasdotti e per le reti di distribuzione).

Le rettifiche relative all'esercizio 2000 indicate al successivo punto c) riguardano principalmente l'incremento degli ammortamenti stanziati secondo i principi contabili italiani per adeguare il maggiore valore dei beni risultante ai fini U.S. GAAP alla nuova vita utile.

Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale

Per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata al successivo punto c) rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione di questo principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo, nonché dell'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale.

Contratti derivati
L'Eni valuta i contratti derivati con finalità di copertura che non sono a fronte di specifiche operazioni coerentemente alla natura delle operazioni coperte.

Secondo gli U.S. GAAP, i contratti derivati non a copertura di specifiche operazioni sono valutati al valore di mercato. Per i periodi considerati, gli effetti dell'applicazione dei principi U.S. GAAP non sono significativi.

Ricavi
I principi contabili italiani classificano come ricavi alcuni proventi che secondo gli U.S. GAAP non sono considerati operativi. L'effetto di questa differenza è riportato nell'analisi dell'utile operativo per settore indicata al punto c).

Proventi e oneri straordinari
I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Inoltre gli U.S. GAAP prevedono che i proventi e gli oneri straordinari siano iscritti al netto del relativo effetto fiscale. Alcuni proventi e oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli U.S. GAAP e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri diversi della gestione ordinaria.

Vendita di titoli di Stato
L'Eni ha considerato la cessione di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Riclassificazione delle rimanenze
L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio e i prodotti petroliferi che costituiscono scorte obbligatorie, nonché il gas naturale stoccato nei giacimenti e destinato alla modulazione delle scorte in funzione delle esigenze di vendita. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minore valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi a queste rimanenze sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

Piani di azionariato dei dipendenti
Secondo i principi contabili italiani, le azioni e le opzioni assegnate gratuitamente a dipendenti sono rilevate come variazioni patrimoniali nell'esercizio di emissione delle azioni. In particolare le azioni emesse mediante aumento gratuito del capitale sono rilevate al loro valore nominale in contropartita alla specifica riserva costituita con imputazione di utili, mentre le azioni emesse a seguito dell'esercizio del diritto di opzione sono rilevate in aumento del capitale e della riserva da sovrapprezzo delle azioni per l'ammontare versato a questo titolo per l'esercizio dell'opzione.

Secondo gli U.S. GAAP, queste azioni e opzioni, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, sono rilevate imputando a conto economico il costo per l'impresa lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione, in contropartita al patrimonio netto. Il costo è rappresentato dal valore intrinseco dello strumento alla data di assegnazione; nel caso di assegnazioni di opzioni con un prezzo di esercizio sostanzialmente equivalente al valore di mercato delle azioni, la rilevazione del costo è effettuata alla data di esercizio del diritto di opzione anziché alla data di assegnazione.

L'Eni ha emesso azioni e opzioni da assegnare gratuitamente a dipendenti. Il costo di questi strumenti è indicato al successivo punto e) tra le variazioni dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimati secondo gli U.S. GAAP.

Utile per azione
L'Eni indica in calce allo schema di conto economico consolidato l'utile per azione che è ottenuto dividendo l'utile di competenza dell'esercizio per il numero medio ponderato delle azioni ordinarie in circolazione durante l'esercizio stesso.

Gli U.S. GAAP prevedono che l'utile per azione sia calcolato applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 128 "Earnings per Share" ("SFAS 128"). Questo principio prevede due differenti calcoli dell'utile per azione: l'utile per azione semplice ("basic") e l'utile per azione diluito ("diluted").

L'utile per azione semplice corrisponde a quello indicato dall'Eni nel proprio bilancio consolidato mentre l'utile per azione diluito è calcolato tenendo conto dell'effetto della diluizione derivante dalla possibile emissione di azioni ordinarie a seguito dell'esercizio di diritti concessi dalla società. Questa fattispecie non è attualmente presente nell'Eni pertanto l'applicazione del principio non produce alcun effetto.

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 130 "Reporting Comprehensive Income" ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. L'informazione chiesta è indicata al successivo punto c). La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dallo SFAS 109 indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo corrisponde alla differenza fra i ricavi totali e i costi operativi, esclusi gli ammortamenti e le svalutazioni. Gli U.S. GAAP non prevedono l'indicazione del margine operativo lordo.

c) Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 1998, 1999 e 2000 e del patrimonio netto al 31 dicembre 1999 e 2000 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**2.328**	**2.857**	**5.771**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
- storno dell'effetto della prima applicazione del principio IAS 12 aggiornato rilevato ai fini U.S. GAAP negli esercizi precedenti	(273)		
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	254	249	(140)
- eliminazione degli ammortamenti relativi alle rivalutazioni delle immobilizzazioni	10	31	30
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	22	12	(33)
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	(8)	1	15
- eliminazione delle riprese di valore delle immobilizzazioni		(113)	(19)
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(33)	(23)	137
- azioni gratuite assegnate a dipendenti	(5)	(11)	(3)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(230)	(130)	(200)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti	(1)		
Rettifiche nette	**(264)**	**16**	**(13)**
Utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**2.064**	**2.873**	**5.758**
Utile semplice per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio) (a)	**0,26**	**0,36**	**0,72**
Utile semplice per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS) (a)	**2,58**	**3,59**	**7,21**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte:			
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera	(289)	640	331
- differenze di cambio da conversione realizzate	(41)	(22)	(94)
- riserva di consolidamento	(3)		
	(333)	**618**	**237**
Utile complessivo dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**1.731**	**3.491**	**5.995**

(a) Unità di euro.

(milioni di €)

	31.12.1999	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.

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

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.081	1.067
Titoli	2.109	1.904
Crediti	9.713	13.607
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	2.738
Partecipazioni	2.395	4.971
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	4.366
Anticipi	718	727
Debiti tributari	2.156	4.709
Ratei e risconti passivi e altri debiti	2.271	3.078
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**

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

(milioni di €)

	31.12.1999	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
- Petrolchimica	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	3.587
- Generazione Elettrica		157
- Raffinazione e Marketing	4.372	4.602
- Petrolchimica	2.370	2.569
- 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	7.118
- Generazione Elettrica		249
- Raffinazione e Marketing	4.045	4.080
- Petrolchimica	1.971	1.765
- 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:

(milioni di €)

	1998	1999	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
Petrolchimica	(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	12
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:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Italia	3.711	3.563	5.591
Estero	(94)	1.349	4.476
	3.617	**4.912**	**10.067**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)

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

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:

(milioni di €)

	1998	1999	2000
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	3.617	4.912	10.067
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	4.261
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		(18)
- 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).

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

		(milioni di €)
	31.12.1999	31.12.2000
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.408	3.573
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	540	2.385
- 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)	(394)
	(3.804)	**(6.965)**
a dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	1.961	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 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 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 GNL 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.

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 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.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	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	618
Immobilizzazioni in corso	1.095	413	316	647	688	3.159
Costi capitalizzati lordi	**7.945**	**6.957**	**6.652**	**6.092**	**4.371**	**32.017**
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.669)	(3.718)	(3.935)	(2.893)	(1.081)	(16.296)
Costi capitalizzati netti (*)	**3.276**	**3.239**	**2.717**	**3.199**	**3.290**	**15.721**
Quota Eni dei costi capitalizzati detenuti tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						**1.484**

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

Costi sostenuti

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

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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	890	1.363
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca	158	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo (b)	564	415	378	346	617	2.317
Totale costi sostenuti (*)	**722**	**604**	**588**	**942**	**1.972**	**4.829**
Quota Eni dei costi sostenuti tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						**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.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	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)	(125)	(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)	(96)	(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	(986)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.098)
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.

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 31.12.1997	**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	12	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	89	36	166	320
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).

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**	**127.526**	**27.305**	**37.694**	**12.072**	**386.938**
Acquisizioni				6.551	4.249	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.436	7.242	(551)	(654)	10.122	21.194
Miglioramenti di recupero		50				50
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		219	8.488	25.297
Produzione	(14.450)	(4.383)	(541)	(2.646)	(2.828)	(24.948)
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 (Lasmo 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

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.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	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)	(1.062)	(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	50.503	39.551	22.097	16.761	17.776	146.688
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.875)	(3.349)	(2.999)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.310)	(4.381)	(2.708)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**41.885**	**24.800**	**13.474**	**12.552**	**12.275**	**104.986**
Imposte sul reddito future	(15.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**26.258**	**13.276**	**5.536**	**6.187**	**9.440**	**60.697**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.867)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**14.055**	**6.130**	**3.166**	**4.320**	**5.030**	**32.701**
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).

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.

(milioni di €)

	1998	1999	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	11.983
- 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	3.052
- cessioni di riserve		(1)	(7)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.017)	2.222	(844)
Valore alla fine dell'esercizio	**9.059**	**22.753**	**32.701**

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

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 risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   I bilanci di alcune società controllate, 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

BILANCIO DI ESERCIZIO

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

ANDAMENTO OPERATIVO

Riserve

Al 31 dicembre 2000 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA erano pari a 1.347 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 65 milioni di barili, pari al 4,60%, rispetto al 31 dicembre 1999.

			Variazione	
	1999	2000	assoluta	%
Petrolio e condensati (milioni di barili)	281	271	(10)	(3,56)
Gas naturale (miliardi di metri cubi)	179,56	170,87	(8,69)	(4,84)
Idrocarburi (milioni di boe) (1)	**1.412**	**1.347**	**(65)**	**(4,60)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe (barili di petrolio equivalente) utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 10 milioni di barili deriva dall'effetto della produzione dell'anno (26,8 milioni di barili), in parte compensato dall'incremento delle riserve dovuto essenzialmente alle estensioni nei campi di Val d'Agri e Villafortuna.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 8,69 miliardi di metri cubi deriva dall'effetto della produzione dell'anno (14,48 miliardi di metri cubi), in parte compensato dall'incremento per revisioni di precedenti stime, principalmente nei campi di Armida, Barbara e Luna.

Esplorazione e sviluppo

Al 31 dicembre 2000 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consisteva in 114 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 36.711 chilometri quadrati (40.699 al 31 dicembre 1999) e 144 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.215 chilometri quadrati (12.783 al 31 dicembre 1999). Nel corso dell'anno sono stati ottenuti 10 nuovi titoli minerari, di cui 8 permessi di ricerca e 2 concessioni di coltivazione.

Nel 2000 gli investimenti effettuati nell'attività esplorativa ammontano a 163 milioni di euro (140 nel 1999); gli investimenti hanno interessato principalmente i temi a gas nell'offshore in acque profonde della Calabria e i progetti relativi a pozzi poco profondi nella Val Padana. La ricerca a olio si è concentrata nell'offshore in acque profonde della Puglia e nella Sicilia Meridionale. Sono stati perforati 18 pozzi esplorativi (16 nel 1999), ottenendo risultati positivi nell'Adriatico Settentrionale con il pozzo a gas Arnica 1 (Eni 100%), nell'offshore calabro con il pozzo a gas Fausta-1 (Eni 100%) e nella Val Padana centrale con il pozzo a gas Muzza 3X (Eni 100%); sono in corso di valutazione i risultati dei due pozzi onshore Vallazza 1 e Case Pianazzi 1 (Eni 65%) in Sicilia. Sono in corso di perforazione altri due pozzi: Miglianico (Eni 100%), a olio, nel Bacino di Pescara, e Gladiolo 1 (Eni 60%), a gas, nell'Adriatico Settentrionale.

Nel 2000 gli investimenti effettuati nell'attività di sviluppo ammontano a 507 milioni di euro (430 nel 1999); hanno interessato in particolare:

- il proseguimento della messa in produzione dei giacimenti della Val d'Agri (Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone) e delle attività di realizzazione del centro olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. Nel maggio 2000 è stata presentata al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato da Eni SpA ed Enterprise Oil Italiana SpA domanda di unificazione delle concessioni Grumento Nova, Caldarosa e parte Sud Orientale di Volturino con le seguenti quote di partecipazione: Eni 71%, Enterprise 29%;
- la fase finale della realizzazione di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (Barbara e Rubicone nell'offshore adriatico, Fano e Candela nell'onshore);
- la messa in produzione dei nuovi campi gas a mare di Annalisa (3 pozzi), Calpurnia (5 pozzi), Clara Est (4 pozzi) e Clara Nord (5 pozzi);
- la messa in produzione di 5 nuovi pozzi gas a terra del giacimento di Roccacavallo;
- la messa in produzione di un nuovo pozzo di coltivazione del giacimento di Villafortuna (Trecate 20);
- l'ottimizzazione attraverso interventi sui pozzi della coltivazione di giacimenti già in produzione, di cui 10 a gas (Barbara e Garibaldi) e 1 a olio (Cavone).

Complessivamente gli investimenti effettuati nel 2000, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 691 milioni di euro, con un incremento di 92 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Relativamente al "Progetto Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale, a seguito della possibilità concessa dal decreto emanato nel dicembre 1999 dal Ministro dell'ambiente d'intesa con la Regione Veneto di autorizzare a certe condizioni, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche, si è ripianificato il suo sviluppo in fasi successive. La prima prevede la realizzazione delle strutture per la messa in produzione dei giacimenti più a Sud (Valentina, Rosanna e Raffaella) ottimizzando le sinergie possibili con le infrastrutture esistenti per il trasporto e il trattamento (condotta sottomarina di Naomi e centrale di Casalborsetti).

Produzione

Nel 2000 la produzione di idrocarburi è stata di 117,9 milioni di boe (126,6 nel 1999) con una produzione media giornaliera di circa 322.000 boe (347.000 boe nel 1999). La produzione di petrolio e condensati è stata di 26,8 milioni di barili (31,0 nel 1999); la produzione di gas naturale è stata di 14,48 miliardi di metri cubi (15,18 nel 1999).

La flessione della produzione di 8,7 milioni di boe è dovuta principalmente, per l'olio, al declino naturale dei campi di Villafortuna-Trecate (-4,0 milioni di barili) e di Aquila (-1,2 milioni di barili) solo in parte compensato dalla crescita in Val d'Agri e, per il gas, al declino in alcuni campi offshore (Porto Garibaldi-Agostino, Cervia-Arianna e Luna) solo parzialmente compensato dall'entrata in produzione dei campi a gas di Annalisa, Calpurnia, Clara Est e Clara Nord nell'offshore adriatico.

Rivalutazione e riallineamento dei beni effettuati a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342

La legge 21 novembre 2000, n. 342 consente alle imprese di rivalutare i beni materiali e immateriali e le partecipazioni in società controllate e collegate costituenti immobilizzazioni risultanti dal bilancio al 31 dicembre 1999, nonché di riallinearne i valori fiscali ai maggiori valori eventualmente iscritti in bilancio. La Società si è avvalsa di entrambe le facoltà; di seguito si illustrano i motivi e gli effetti delle scelte effettuate.

Rivalutazione

Della facoltà di rivalutazione la Società si è avvalsa per ammontare corrispondente a quello degli ammortamenti stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie al 31 dicembre 1999 al fine di eliminare dal bilancio di esercizio le interferenze di natura fiscale connesse allo stanziamento di ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche. Tale modalità è espressamente prevista dall'art. 5 del Decreto di attuazione del Ministro delle finanze nel testo trasmesso al Consiglio di Stato. Sull'ammontare della rivalutazione è dovuta l'imposta sostitutiva del 19% imputata in detrazione della riserva di rivalutazione iscritta nel patrimonio netto (la riserva è in sospensione di imposta ai fini Irpeg). L'ammortamento dei maggiori valori iscritti in bilancio è deducibile dal reddito imponibile Irpeg e Irap già dall'esercizio 2000.

La rivalutazione risulta conveniente perché il valore attuale dei risparmi di imposta conseguibili è significativamente superiore all'imposta sostitutiva dovuta.

Complessivamente è stata effettuata una rivalutazione di 1.081 milioni di euro, pari all'ammontare degli ammortamenti stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie risultanti dalla nota integrativa al bilancio di esercizio 1999, dedotti quelli riferiti ai beni ceduti o radiati, come segue:

	(milioni di €)
Concessioni	12
Terreni e fabbricati	3
Impianti e macchinario	1.060
Altri	6
Rivalutazione	**1.081**
Imposta sostitutiva	206
Riserva rivalutazione legge 21 novembre 2000, n. 342	**875**

L'ammontare della rivalutazione è stato iscritto in aumento del costo dei beni.

Ai sensi dell'art. 11 della legge citata, si attesta che i valori iscritti in bilancio a seguito della rivalutazione, effettuata con i criteri e per le motivazioni indicate, non superano i valori effettivamente attribuibili ai beni con riguardo alla loro consistenza, alla loro capacità produttiva e all'effettiva possibilità di economica utilizzazione nell'impresa.

Gli effetti della rivalutazione sul conto economico e sul patrimonio netto del bilancio di esercizio 2000 sono i seguenti (milioni di euro):

- la riduzione del risultato operativo di 2 milioni di euro per effetto degli ammortamenti economico-tecnici sull'ammontare della rivalutazione;
- l'aumento delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie di 587 milioni di euro per gli ammortamenti eccedenti quelli economico-tecnici sull'ammontare della rivalutazione;
- la riduzione delle imposte sul reddito di 239 milioni di euro per la deducibilità degli ammortamenti calcolati sull'ammontare della rivalutazione;
- l'aumento del patrimonio netto di 875 milioni di euro pari alla riserva di rivalutazione legge n. 342/2000.

Riallineamento dei valori fiscali

L'art. 14 della legge 21 novembre 2000, n. 342 consente di riallineare i valori fiscalmente riconosciuti dei beni ai maggiori valori civilistici, fattispecie presente nel bilancio dell'Eni a seguito dell'attribuzione di parte dell'utile dell'esercizio 1999 alla riserva ammortamenti anticipati che ai fini fiscali costituisce parte integrante del fondo ammortamento dei beni. Il provvedimento consente il riallineamento del valore di iscrizione fiscalmente riconosciuto al maggior valore di iscrizione in bilancio mediante l'assolvimento di un'imposta sostitutiva del 19%.

Anche in questo caso è risultato conveniente utilizzare la facoltà concessa dalla legge perché il valore attuale del risparmio di imposta conseguente all'aumento del valore fiscale riconosciuto è superiore all'imposta sostitutiva dovuta. Come previsto dall'art. 14 della legge 342/2000, la "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" di 91 milioni di euro è stata riclassificata quanto a 74 milioni di euro alla "Riserva art. 14 legge 21 novembre 2000, n. 342" (in sospensione di imposta ai fini Irpeg); il residuo ammontare di 17 milioni di euro è stato riclassificato alla "Riserva disponibile". A seguito del riallineamento, le imposte differite di 38 milioni di euro, stanziate nel bilancio 1999 a fronte degli ammortamenti anticipati, sono state imputate quanto a 17 milioni di euro ai debiti tributari per l'imposta sostitutiva dovuta e quanto a 21 milioni di euro a beneficio del conto economico.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio di esercizio 2000 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 3.426 milioni di euro, con un incremento di 1.202 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente dovuto principalmente:

- all'aumento dell'utile operativo di 1.052 milioni di euro a seguito essenzialmente:

  . dell'aumento dei ricavi di vendita di gas naturale (757 milioni di euro) dovuto all'incremento dei prezzi di vendita (circa il 73%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle quantità vendute (2,31 miliardi di metri cubi);

  . dell'aumento dei ricavi di vendita di greggi e condensati (228 milioni di euro) dovuto all'incremento dei prezzi di vendita (circa il 73%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle quantità vendute (4,8 milioni di barili);

- all'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 1.485 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori dividendi da società controllate (874 milioni di euro) e delle minori perdite su partecipazioni (614 milioni di euro).

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:

- dall'aumento delle imposte sul reddito di 501 milioni di euro connesso essenzialmente all'incremento dell'utile prima delle imposte;

- dalla circostanza che nel 1999 venne iscritto un provento straordinario per imposte anticipate nette relative a esercizi precedenti di 414 milioni di euro;

- dall'aumento delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (379 milioni di euro) dovuto all'incremento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche per effetto del maggior valore dei beni iscritto a seguito della rivalutazione.

La posizione finanziaria attiva netta di 2.651 milioni di euro registra un incremento rispetto al 31 dicembre 1999 di 1.655 milioni di euro. Il flusso di cassa generato dall'utile operativo (2.793 milioni di euro) e dagli incassi di dividendi (2.658 milioni di euro) ha consentito di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni (1.450 milioni di euro), di corrispondere il dividendo 1999 (1.446 milioni di euro), di acquistare azioni proprie (574 milioni di euro) e di migliorare la posizione finanziaria.

Conto economico sintetico riclassificato

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione % 1999-2000
Ricavi della gestione caratteristica	4.532	2.588	3.772	45,75
Altri ricavi e proventi	35	43	65	51,16
Ricavi totali	**4.567**	**2.631**	**3.837**	**45,84**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(2.850)	(753)	(919)	22,05
Lavoro e oneri relativi	(240)	(229)	(230)	..
Margine operativo lordo	**1.477**	**1.649**	**2.688**	**63,01**
Ammortamenti e svalutazioni	(804)	(505)	(492)	(2,57)
Utile operativo	**673**	**1.144**	**2.196**	**91,96**
Proventi finanziari netti	29	178	144	(19,10)
Proventi su partecipazioni netti	697	874	2.359	..
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**1.399**	**2.196**	**4.699**	**..**
(Oneri) proventi straordinari netti	76	(12)	(48)	..
Utile prima delle imposte e del nuovo principio contabile	**1.475**	**2.184**	**4.651**	**..**
Effetto del nuovo principio contabile (1)		414		
Imposte sul reddito	(571)	(896)	(1.397)	55,92
Crediti di imposta su dividendi (2)	534	759	788	3,82
	(37)	**277**	**(609)**	**..**
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(340)	(237)	(616)	..
Utile netto	**1.098**	**2.224**	**3.426**	**54,05**

(1) Riguarda lo stanziamento delle imposte anticipate pregresse nette in applicazione del documento n. 25 del marzo 1999 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito.

(2) I crediti di imposta 1998 non utilizzati a fronte delle imposte (11 milioni di euro) sono classificati nei proventi su partecipazioni netti.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Gas naturale	1.440	1.441	2.198	757
Greggi e condensati	347	483	711	228
	1.787	**1.924**	**2.909**	**985**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	427	429	545	116
Prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	196	235	318	83
	2.410	**2.588**	**3.772**	**1.184**
Commercializzazione di greggi e condensati di acquisto (1)	2.122			
	4.532	**2.588**	**3.772**	**1.184**

(1) L'attività di commercializzazione di greggi e condensati di acquisto è stata conferita all'AgipPetroli SpA con decorrenza 1° gennaio 1999.

L'aumento dei ricavi di vendita di gas naturale (757 milioni di euro) è dovuto essenzialmente all'incremento dei prezzi di vendita di circa il 73%, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle quantità vendute di 2,31 miliardi di metri cubi (da 16,44 a 14,13) dovuta al declino della produzione di alcuni campi e all'immissione nei campi di stoccaggio di 0,7 miliardi di metri cubi in vista delle esigenze della stagione invernale, solo in parte compensati dai nuovi avvii.

L'aumento dei ricavi delle vendite di greggi e condensati (228 milioni di euro) è dovuto all'incremento dei prezzi di vendita di circa il 73%, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei volumi di vendita di 4,8 milioni di barili (da 31,1 a 26,3) a seguito, in particolare, del declino naturale di alcuni campi, parzialmente compensato dalla crescita delle produzioni in Val d'Agri.

L'aumento dei ricavi per servizi di stoccaggio e modulazione di 116 milioni di euro è dovuto alla definizione da parte dell'Eni, in attuazione del D.Lgs. 164/2000, delle tariffe provvisorie, valide per il periodo 1° novembre 2000-31 marzo 2001, in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe definitive. Tenuto conto dell'elevata stagionalità del servizio, i maggiori ricavi conseguiti nel periodo non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

L'aumento dei ricavi per prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi di 83 milioni di euro è dovuto essenzialmente alle maggiori prestazioni rese a società controllate del settore Esplorazione e Produzione e a maggiori ricavi di vendita di altri prodotti petroliferi.

L'analisi per "destinazione" dei ricavi della gestione caratteristica è la seguente:

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Snam SpA per vendita gas e servizi di stoccaggio e modulazione	1.860	1.846	2.611	765
AgipPetroli SpA per vendita greggi e condensati	975	505	756	251
Altre controllate	194	172	241	69
Terzi	1.503	65	164	99
	4.532	**2.588**	**3.772**	**1.184**

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 65 milioni di euro riguardano principalmente i rimborsi assicurativi (34 milioni di euro) a fronte del risarcimento dei costi sostenuti a seguito degli incidenti ai pozzi Trecate 24 (nel 1994) e Sparviero 1 (nel 2000), nonché gli addebiti effettuati a imprese controllate per costi sostenuti nel loro interesse (14 milioni di euro).

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (1)	513	544	704	160
Variazione rimanenze	38	33	(5)	(38)
Royalties	91	97	148	51
Accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti	92	79	72	(7)
	734	**753**	**919**	**166**
Commercializzazione di greggi e condensati di acquisto	2.116			
	2.850	**753**	**919**	**166**

(1) Al netto dei costi riferiti agli investimenti.

L'incremento degli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi di 160 milioni di euro è dovuto principalmente ai maggiori acquisti di gas (95 milioni di euro) e ai maggiori costi di acquisto di altri prodotti petroliferi per attività di estrazione (23 milioni di euro).

La variazione in aumento delle rimanenze di 5 milioni di euro è connessa in particolare all'incremento delle quantità di gas naturale immesse nei campi di stoccaggio (23 milioni di euro) e alle maggiori rimanenze di greggi (3 milioni di euro), i cui effetti sono stati assorbiti dalle minori rimanenze di materiali (21 milioni di euro).

L'incremento delle royalties di 51 milioni di euro è dovuto all'aumento dei prezzi.

Lavoro e oneri relativi

Il costo lavoro (230 milioni di euro) aumenta di un milione di euro. L'aumento dovuto alla normale dinamica retributiva è stato parzialmente assorbito dalla riduzione del personale (verificatasi essenzialmente nell'ultima parte dell'anno).

Il personale in servizio al 31 dicembre 2000 è di 4.791 unità, con un decremento di 381 unità rispetto al 31 dicembre 1999. L'analisi per categoria è la seguente:

	31.12.1998	31.12.1999	31.12.2000
Dirigenti	280	264	236
Quadri	1.250	1.246	1.249
Impiegati	2.927	2.785	2.522
Operai	963	877	784
	5.420	**5.172**	**4.791**

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Immobilizzazioni materiali	458	339	303	(36)
Ricerca mineraria	186	140	163	23
Software e altre immobilizzazioni immateriali	23	26	26	
	667	**505**	**492**	**(13)**
Svalutazioni	137			
	804	**505**	**492**	**(13)**

La diminuzione degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 36 milioni di euro è dovuta essenzialmente alle minori produzioni di idrocarburi.

Proventi finanziari netti

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Proventi (oneri) finanziari netti	(53)	(3)	81	84
Interessi su CCT	33	25	34	9
Interessi sui crediti di imposta	50	23	23	
Proventi da differenze cambio	2	41	9	(32)
Accantonamento per svalutazione interessi sui crediti di imposta 1988	(3)	(3)	(3)	
Proventi da rimborso crediti di imposta		95		(95)
	29	**178**	**144**	**(34)**

L'aumento dei proventi finanziari netti di 84 milioni di euro è connesso al miglioramento della posizione finanziaria netta attiva.

La riduzione dei proventi da differenze di cambio di 32 milioni di euro deriva dalla circostanza che nel 1999 vennero realizzate differenze attive di cambio di 41 milioni di euro derivanti, in particolare, da disponibilità temporanee in valuta, generatesi dall'incasso di dividendi distribuiti da società controllate estere, finalizzate all'acquisto dall'Eni International Holding BV della partecipazione del 35% nell'Agip International Holding BV.

I proventi da rimborso crediti di imposta conseguiti nel 1999 di 95 milioni di euro, di carattere non ricorrente, derivano dalla differenza tra i crediti di imposta iscritti nel bilancio di esercizio 1998 (835 milioni di euro) e il valore nominale dei CCT 1995/2003 e 1997/2007 (rispettivamente 506 e 230 milioni di euro) maggiorati delle cedole maturate sino al 31 dicembre 1998 (194 milioni di euro), assegnati per il rimborso dei crediti Irpeg risultanti dalle dichiarazioni dei redditi degli esercizi 1988, 1989 e 1990.

Proventi su partecipazioni netti

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Dividendi				
Snam SpA	697	1.108	1.182	74
Agip International BV	172	257	1.029	772
Eni International Holding BV	111	226	283	57
AgipPetroli SpA	147	103	88	(15)
Snamprogetti SpA	34	40	35	(5)
Sofid SpA	4	31	20	(11)
Società Petrolifera Italiana SpA	3	2	5	3
Norsea Pipeline Ltd	3	7	4	(3)
Saipem SpA	5	5	3	(2)
Enidata SpA	..	..	3	3
Somicem SpA	1		3	3
Padana Assicurazioni SpA		3	2	(1)
Agip Production BV (incorporata nel 1998 dall'Agip International BV)	308			
Italiana Petroli SpA (incorporata nel 1998 dall'AgipPetroli SpA)	34			
Altre	2	2	1	(1)
	1.521	**1.784**	**2.658**	**874**
Plusvalenze su cessioni e altri proventi				
Comerint SpA (ceduta)			1	1
Agip (NAME) Ltd (liquidata)		4		(4)
	1.521	**1.788**	**2.659**	**871**
Crediti di imposta su dividendi	545	759	788	29
Crediti di imposta utilizzati a fronte dell'Irpeg di esercizio	(534)	(759)	(788)	(29)
	11			
Totale proventi	**1.532**	**1.788**	**2.659**	**871**
Svalutazioni e perdite				
Agip Exploration BV	(420)	(294)	(291)	3
EniComunicazione SpA	(3)	(4)	(4)	
Eurosolare SpA	(2)	(5)	(2)	3
EniChem SpA		(469)		469
Enirisorse SpA (*in liquidazione*)	(405)	(141)		141
Altre	(5)	(1)	(3)	(2)
Totale oneri	**(835)**	**(914)**	**(300)**	**614**
	697	**874**	**2.359**	**1.485**

Oneri straordinari netti

Gli oneri straordinari netti di 48 milioni di euro rappresentano il saldo tra oneri straordinari per 55 milioni di euro, riguardanti in particolare gli incentivi all'esodo del personale dipendente (54 milioni di euro), e proventi straordinari per 7 milioni di euro riferiti in particolare alla plusvalenza realizzata dalla vendita dello stabile di Via Lombardia, 43 in Roma (5 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Imposte correnti				
- Irpeg (1)	534	876	1.300	424
- Irap	37	50	77	27
Imposte (anticipate) differite nette		(30)	20	50
	571	**896**	**1.397**	**501**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (534, 759 e 788 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1998, 1999 e 2000).

Le imposte differite nette di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente le imposte differite connesse agli ammortamenti anticipati, di cui viene proposta all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile (42 milioni di euro), parzialmente assorbite dall'imputazione al conto economico di imposte differite per esuberanza (21 milioni di euro) conseguente al riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali effettuato a norma dell'art. 14 della legge n. 342/2000.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (4.823 milioni di euro) è pari a circa il 29%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è pari a circa il 39%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente ai dividendi rivenienti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare a norma dell'art. 96 bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (616 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(361)	(271)	(621)	(350)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni (1)	3	3	5	2
Ammortamenti anticipati	(98)			
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti (1)	106	31		(31)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	10			
	(340)	**(237)**	**(616)**	**(379)**

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

L'aumento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (350 milioni di euro) è dovuto al maggior valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali iscritto in bilancio a seguito della rivalutazione, parzialmente assorbito dalla riduzione derivante dal completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

Gli ammortamenti anticipati da imputare alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile ammontano a 103 milioni di euro (91 milioni di euro nel 1999).

Stato patrimoniale sintetico riclassificato

(milioni di €)

	31.12.1999	31.12.2000	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali e immateriali	2.779	2.956	177
Partecipazioni	9.177	9.636	459
Debiti per investimenti	(285)	(343)	(58)
	11.671	**12.249**	**578**
Capitale di esercizio netto			
Crediti di imposta	543	549	6
Attività di esercizio nette	725	385	(340)
Fondi per rischi e oneri	(43)	(62)	(19)
	1.225	**872**	**(353)**
Fondo smantellamento e ripristino siti	**(797)**	**(851)**	**(54)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(51)**	**(56)**	**(5)**
Capitale investito netto	**12.048**	**12.214**	**166**
Patrimonio netto	11.926	14.211 (1)	2.285
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.118	654	(464)
Crediti finanziari, titoli e disponibilità netti	(996)	(2.651)	(1.655)
Coperture	**12.048**	**12.214**	**166**

(1) Nello stato patrimoniale sintetico riclassificato il costo di acquisto di n. 88.763.000 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2000 è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci dello stato patrimoniale.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (2.956 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)

	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 1999	**2.580**	**199**	**2.779**
Investimenti	507	184	691
Ammortamenti e svalutazioni	(305)	(191)	(496)
Cessioni e radiazioni	(17)	(1)	(18)
Saldo al 31 dicembre 2000	**2.765**	**191**	**2.956**

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (691 milioni di euro) riguardano in particolare lo sviluppo dei campi della Val d'Agri e lavori per la realizzazione di piattaforme.

Partecipazioni

Le partecipazioni (9.636 milioni di euro) aumentano di 459 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)

Partecipazioni al 31 dicembre 1999			**9.177**
Acquisti e interventi sul capitale			
Agip Exploration BV	323		
EniPower SpA	198		
Agip Petroleum Co Ltd	131		
Albacom SpA	93		
Eurosolare SpA	12		
Altre	2	759	
Svalutazioni			
Agip Exploration BV	(291)		
EniComunicazione SpA	(4)		
Eurosolare SpA	(2)		
Altre	(3)	(300)	459
Partecipazioni al 31 dicembre 2000			**9.636**

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2000, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2000 sono analizzate nella tabella seguente:

	(milioni di €)
	Valore netto
AgipPetroli SpA	1.960
Agip International BV	1.917
Snam SpA	1.759
EniChem SpA	1.253
Eni International Holding BV	1.102
Agip Exploration BV	325
Saipem SpA	296
Agip Petroleum Co Ltd	263
Albacom SpA	257
Enifin SpA	253
Sofid SpA	201
EniPower SpA	198
Snamprogetti SpA	77
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Eurosolare SpA	15
EniSud SpA	13
EniComunicazione SpA	9
EniTecnologie SpA	7
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	4
Tecnomare SpA	4
Enirisorse SpA (in liquidazione)	(324)
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	(7)
Altre	18
	9.636

Crediti di imposta

I crediti di imposta (549 milioni di euro) aumentano di 6 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 1999		**543**
Crediti di imposta su dividendi	788	
Irpeg	(788)	
Interessi sui crediti di imposta		23
Utilizzo fondo svalutazione crediti di imposta 1984 a fronte del rimborso ricevuto nell'esercizio		8
Rimborso crediti di imposta 1984 e 1988 comprensivi degli interessi al 31.12.1999		(16)
Utilizzo crediti di imposta acquistati da società controllate in esercizi precedenti a fronte dell'Irpeg dovuta		(6)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Crediti al 31 dicembre 2000		**549**

Attività di esercizio nette
La diminuzione delle attività di esercizio nette (340 milioni di euro) è dovuta essenzialmente all'aumento del debito per le imposte sul reddito (331 milioni di euro) e per l'imposta sostitutiva (223 milioni di euro), parzialmente assorbito dall'aumento dei crediti commerciali per effetto in particolare dei maggiori prezzi di vendita degli idrocarburi.

Fondi per rischi e oneri
I fondi per rischi e oneri (62 milioni di euro) riguardano essenzialmente il fondo imposte per contenziosi in essere (36 milioni di euro) e il fondo incentivo all'esodo del personale dipendente (17 milioni di euro).

Fondo smantellamento e ripristino siti
Il fondo smantellamento e ripristino siti (851 milioni di euro) aumenta di 54 milioni di euro per effetto dell'accantonamento dell'esercizio (72 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi a fronte dei costi sostenuti. Il fondo accoglie i costi maturati alla fine dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato
Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 56 milioni di euro aumenta di 5 milioni di euro per effetto dell'accantonamento dell'esercizio (15 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi (10 milioni di euro).

Patrimonio netto
Il patrimonio netto (14.211 milioni di euro) aumenta di 2.285 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

			(milioni di €)
Patrimonio netto al 31 dicembre 1999			**11.926**
Incremento per:			
- utile 2000	3.426		
- riserva di rivalutazione legge 342/2000	875		
- conferimenti legge 41/1986	4	4.305	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 1999	(1.446)		
- acquisto azioni proprie	(574)	(2.020)	2.285
Patrimonio netto al 31 dicembre 2000			**14.211**

Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie
I fondi stanziati in applicazione di norme tributarie (654 milioni di euro) diminuiscono di 464 milioni di euro per effetto degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche riassorbiti a seguito della rivalutazione del costo dei beni effettuata a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 e degli utilizzi per cessioni e radiazioni (1.085 milioni di euro), parzialmente compensati dagli ammortamenti eccedenti stanziati nell'esercizio (621 milioni di euro). I fondi riguardano per 621 milioni di euro gli ammortamenti eccedenti e per 33 milioni di euro gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Al netto della fiscalità latente, l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 392 milioni di euro.

Crediti finanziari, titoli e disponibilità netti

I crediti finanziari, titoli e disponibilità netti al 31 dicembre 2000 di 2.651 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)

		31.12.1999	31.12.2000	Variazione
Crediti finanziari, titoli e disponibilità				
Crediti finanziari				
a lungo termine (1)				
- imprese finanziarie controllate		232	732	500
- imprese controllate		76	59	(17)
		308	**791**	**483**
a breve termine				
- imprese finanziarie controllate		516		(516)
- imprese controllate		20	16	(4)
		536	**16**	**(520)**
	a)	**844**	**807**	**(37)**
Titoli		736	736	
Disponibilità		583	2.751	2.168
	b)	**1.319**	**3.487**	**2.168**
Debiti finanziari				
a lungo termine (1)				
- prestiti obbligazionari		516	1.016	500
- imprese finanziarie controllate		392	433	41
- banche		129	73	(56)
- altri finanziatori		19	22	3
		1.056	**1.544**	**488**
a breve termine				
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari		85	59	(26)
- imprese finanziarie controllate		21	31	10
- prestiti obbligazionari		5		(5)
- altri finanziatori			9	9
		111	**99**	**(12)**
	c)	**1.167**	**1.643**	**476**
	(a+b-c)	**996**	**2.651**	**1.655**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

Le disponibilità liquide di 2.751 milioni di euro sono impiegate essenzialmente presso Enifin SpA. L'aumento di 2.168 milioni di euro è dovuto all'esigenza di disporre dei mezzi finanziari necessari all'aumento del capitale dell'Agip Investments Plc finalizzato al rimborso dei debiti assunti per l'acquisto della Lasmo Plc.

I prestiti obbligazionari di 1.016 milioni di euro aumentano di 500 milioni di euro per l'emissione di Medium Term Notes di durata decennale al tasso fisso del 6,125% finalizzata a consolidare i debiti di società del Gruppo. La provvista è stata utilizzata per un finanziamento all'Enifin SpA, di pari ammontare e durata, al tasso fisso del 6,23%.

Il miglioramento della posizione finanziaria netta (1.655 milioni di euro) è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	1999	2000
Utile dell'esercizio	2.224	3.426
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.766	1.496
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito	(2.182)	(2.129)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**1.808**	**2.793**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	200	(313)
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e imposte sul reddito pagate nell'esercizio	2.532	2.602
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.540**	**5.082**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(599)	(631)
Investimenti in partecipazioni	(1.551)	(793)
Disinvestimenti	11	3
Crediti e debiti relativi all'attività di investimento	91	58
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.492**	**3.673**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(1.070)	613
Variazione debiti finanziari	(263)	(102)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.236)	(1.442)
Acquisto di azioni proprie		(574)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(77)**	**2.168**
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.492**	**3.673**
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.236)	(1.442)
Acquisto di azioni proprie		(574)
Effetto delle differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	14	(2)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**1.270**	**1.655**

ALTRE INFORMAZIONI

Andamento economico delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono evidenziati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 1999 e 2000, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

(milioni di €)

	Risultato operativo			Risultato netto		
	1999	2000	Variazione	1999	2000	Variazione
Agip Exploration BV (1)	(328)	(282)	46	(328)	(282)	46
Agip International BV (1)	1.048	1.866	818	1.049	1.869	820
Snam SpA	2.117	2.097	(20)	1.339	431	(908)
EniPower SpA		(15)			(13)	
AgipPetroli SpA	270	908	638	202	148	(54)
EniChem SpA	(376)	(1)	375	(553)	(49)	504
Saipem SpA	(16)	19	35	20	44	24
Snamprogetti SpA	51	22	(29)	53	18	(35)
Enifin SpA	9	20	11	-	-	-
Eni International Holding BV (1)	902	215	(687)	902	215	(687)

(1) Milioni di dollari USA.

Di seguito sono evidenziate le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 2000, nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società indicate nella tabella.

Agip Exploration BV: la perdita netta della società, che controlla imprese estere operanti prevalentemente nell'attività esplorativa del settore Esplorazione e Produzione, ammonta a 282 milioni di dollari USA, con una flessione di 46 milioni di dollari USA dovuta ai risultati positivi di alcune società controllate che hanno più che compensato i maggiori costi di ricerca esplorativa.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (13 unità) resta invariato rispetto all'esercizio precedente.

Agip International BV: l'utile netto (1.869 milioni di dollari USA) registra un incremento di 820 milioni di dollari USA dovuto al miglioramento del risultato delle imprese partecipate a seguito dell'aumento di prezzi di vendita degli idrocarburi e delle maggiori quantità vendute.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (9 unità) registra una diminuzione di 1 unità rispetto all'esercizio precedente.

Snam SpA: l'utile operativo (2.097 milioni di euro) registra un decremento di 20 milioni di euro riconducibile essenzialmente: (i) alla flessione dei margini di vendita del gas naturale connessa in particolare all'accantonamento prudenziale effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alle componenti di costo afferente la materia prima (273 milioni di euro)[1]; (ii) alla modifica del mix di vendita connessa alla maggiore incidenza delle vendite al settore industriale e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento dei volumi di gas naturale venduti (1,7%) e trasportati per conto terzi (37,4%); (ii) dai minori ammortamenti economico-tecnici per l'effetto combinato della modifica della vita utile dei beni della rete, della rivalutazione dei beni (99 milioni di euro) e dalle minori svalutazioni relative a beni non strumentali (21 milioni di euro); (iii) dalla diminuzione del costo del lavoro (19 milioni di euro) conseguente alla riduzione del personale in servizio.

I ricavi della gestione caratteristica di 12.261 milioni di euro registrano un aumento di 3.963 milioni di euro, pari al 47,8%, riconducibile essenzialmente all'aumento dei ricavi dell'attività metano per effetto dell'aumento dei prezzi medi di vendita del gas naturale e, in minor misura, all'incremento dei volumi venduti e dei volumi trasportati per conto terzi di gas naturale.

(1) Con sentenza del 15 febbraio 2001 il TAR della Lombardia ha annullato la deliberazione; il 16 marzo l'Autorità ha presentato il ricorso al Consiglio di Stato chiedendo la sospensiva della sentenza del TAR.

L'utile netto di 431 milioni di euro registra una diminuzione di 908 milioni di euro derivante principalmente: (i) dall'aumento delle rettifiche e degli accantonamenti operati al fine di ottenere benefici fiscali (1.503 milioni di euro), riguardanti gli ammortamenti eccedenti rispetto a quelli economico-tecnici utilizzati a partire dall'esercizio 2000 sui beni rivalutati a norma della legge 342/2000; (ii) dall'aumento degli oneri straordinari netti (161 milioni di euro), riconducibile essenzialmente al conguaglio di tariffe di trasporto gas all'estero e a maggiori oneri per esodi agevolati, parzialmente assorbito da proventi da società estere, dalla circostanza che nell'esercizio 1999 vennero rilevate imposte anticipate pregresse (91 milioni di euro) e dalla plusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda "Hotel Forte Crest" (23 milioni di euro); (iii) dalla flessione dell'utile operativo (20 milioni di euro) e dall'aumento degli oneri finanziari netti (17 milioni di euro). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione delle imposte sul reddito e degli oneri netti su partecipazioni (200 milioni di euro), per le minori svalutazioni, riconducibili essenzialmente all'EniChem, e per maggiori dividendi da società controllate.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (388 milioni di euro; 437 nel 1999) riguardano essenzialmente lo sviluppo del sistema nazionale di trasporto e il potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas dal Nord Europa e dalla Russia.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (4.375 unità) registra una flessione di 281 unità rispetto all'esercizio precedente.

EniPower SpA: la società è stata costituita alla fine del 1999. Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2000 la società ha gestito, sulla base di contratti di affitto, i rami di azienda rappresentati dalle centrali termoelettriche e altre utilities di Livorno e Taranto di proprietà dell'AgipPetroli SpA. Dal 1° febbraio al 30 giugno 2000, la società ha gestito, sulla base di un contratto di affitto, anche il ramo di azienda rappresentato dalle centrali termoelettriche di Brindisi, Mantova e Ravenna di proprietà dell'EniChem SpA; il 27 giugno 2000 è stato stipulato l'atto di conferimento dall'EniChem SpA della partecipazione del 65,54% nell'EniPower Trasmissione SpA (società proprietaria di tre elettrodotti) e, sostanzialmente, del medesimo ramo di azienda già condotto in affitto.

Il conto economico dell'esercizio 2000 chiude con la perdita netta di 13 milioni di euro che riflette l'andamento sfavorevole del margine unitario dell'energia elettrica dovuto ai ritardi temporali nell'adeguamento dei prezzi di vendita al costo crescente dei combustibili.

I ricavi della gestione caratteristica di 492 milioni di euro riguardano le vendite di energia elettrica (322 milioni di euro), nonché di vapore e altre utilities (170 milioni di euro). I principali clienti sono l'Enel, l'EniChem, l'AgipPetroli e altre società presenti nei siti produttivi.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali di 21 milioni di euro hanno interessato in particolare interventi per miglioramenti di impianti.

Il numero medio dei dipendenti è stato di 403 unità.

AgipPetroli SpA: l'utile operativo (908 milioni di euro) aumenta di 638 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei margini di raffinazione (il margine del Brent è passato da 1,21 a 3,99 dollari/barile) a seguito dell'aumento delle quotazioni internazionali dei principali prodotti (in particolare benzine e gasolio) – dovuto alla ripresa dell'economia, ai bassi livelli di stoccaggio e alla carenza di benzine sul mercato statunitense – e dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio (630 mila tonnellate, pari all'1,7%) e alle migliori rese di lavorazione; (iii) alla riduzione dei costi, connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione, che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa del valore delle scorte di petrolio e di prodotti di 116 milioni di euro; (ii) dai maggiori accantonamenti per oneri ambientali (71 milioni di euro); dalle minori vendite sui mercati rete (280 mila tonnellate), a seguito della riduzione del numero di stazioni di servizio per dismissioni e chiusure, ed extrarete (310 mila tonnellate), a seguito della riduzione dei consumi nazionali; (iii) dalla flessione dei margini dell'attività commerciale sul mercato rete in Italia dovuta essenzialmente all'aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi non trasferito interamente sui prezzi di vendita per la forte pressione competitiva.

I ricavi della gestione caratteristica al netto delle accise (10.885 milioni di euro) delle permute (1.723 milioni di euro) e delle vendite a gestori di impianti stradali per consegne a titolari di carte di credito convenzionate (691 milioni di euro) ammontano a 20.392 milioni di euro, con un aumento di 9.447 milioni di euro, pari all'86,3%, dovuto: (i) all'incremento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi e all'apprezzamento del dollaro sull'euro; in particolare i prezzi di mercato interno per la benzina e il gasolio rete in Italia sono cresciuti, rispettivamente, del 55,4 e del 60,7%; (ii) all'incremento di 6,50 milioni di tonnellate delle vendite di greggio attribuibile, essenzialmente, alla commercializzazione del greggio cinese Nanahi (5,13 milioni di tonnellate), di

cui l'AgipPetroli è stato l'unico marketer nel 2000 per conto del consorzio CACT; (iii) alle maggiori vendite alle società petrolifere, ai trader e alle consociate (2,34 milioni di tonnellate). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei volumi distribuiti sui mercati rete ed extrarete (590 mila tonnellate) e dalle minori vendite alla Petrolchimica (450 mila tonnellate).

La quota di mercato relativa alle vendite di benzina, gasolio e GPL sulla rete di distribuzione è risultata pari al 40,2% (41% nel 1999). La rete di distribuzione al 31 dicembre 2000 era costituita da 9.045 punti vendita (9.425 al 31 dicembre 1999), con un erogato medio di 1.565.000 litri/anno (1.530.000 litri/anno nell'esercizio 1999); la riduzione dei punti vendita è connessa principalmente al processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione.

L'utile netto di 148 milioni di euro diminuisce di 54 milioni di euro a seguito: (i) dell'aumento delle rettifiche operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie (223 milioni di euro) connesse essenzialmente ai maggiori ammortamenti eccedenti per effetto della rivalutazione dei beni prevista dalla legge 21 novembre 2000, n. 342; (ii) delle maggiori imposte sul reddito (159 milioni di euro); (iii) dei maggiori oneri straordinari netti (264 milioni di euro) riconducibili essenzialmente alla sanzione Antitrust (112 milioni di euro) e agli accantonamenti per costi di bonifica su siti dismessi (83 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dell'utile operativo (638 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (356 milioni di euro; 368 nel 1999) hanno interessato in particolare il comparto distribuzione per 194 milioni di euro e il comparto raffinazione per 75 milioni di euro.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (8.716 unità) registra una flessione di 512 unità rispetto all'esercizio precedente. La flessione è di circa 680 unità considerando che nel corso del 2000 è stata incorporata la Euron SpA.

EniChem SpA: la perdita operativa (un milione di euro) diminuisce di 375 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento di circa il 27% dei margini unitari dei principali prodotti; (ii) dell'impatto positivo (80 milioni di euro) sulla valutazione delle scorte, effettuata al costo medio, della crescita dei costi unitari delle materie prime; (iii) delle minori svalutazioni di impianti in esercizio (46 milioni di euro); (iv) della riduzione dei costi fissi connessa alle ristrutturazioni effettuate (30 milioni di euro); (v) dei minori accantonamenti per rischi di natura ambientale (26 milioni di euro).

I ricavi della gestione caratteristica di 5.216 milioni di euro registrano un aumento di 1.722 milioni di euro, pari al 49%, dovuto all'incremento dei prezzi unitari di vendita e dei volumi venduti, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite di energia elettrica e vapore derivanti dal conferimento dell'attività di generazione elettrica a EniPower SpA (95 milioni di euro).

La perdita netta di 49 milioni di euro registra una diminuzione di 504 milioni di euro dovuta essenzialmente al miglioramento della gestione operativa (375 milioni di euro) e alla riduzione degli oneri straordinari netti (195 milioni di euro) riconducibile essenzialmente alla plusvalenza sul conferimento dell'attività di generazione elettrica e all'effetto di transazioni effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dal peggioramento della gestione delle partecipazioni (33 milioni di euro, essenzialmente l'EVC International NV) e all'aumento degli oneri finanziari netti (17 milioni di euro) a seguito dell'aumento dei tassi di interesse e dell'indebitamento medio.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (231 milioni di euro; 275 nel 1999) hanno interessato in particolare il potenziamento degli impianti di produzione di cumene e di fenolo di Porto Torres e degli impianti per la produzione di elastomeri a Ferrara, la realizzazione dell'impianto pilota di ossido di propilene a Ferrara, nonché interventi finalizzati al rispetto degli obblighi in materia ambientale, in particolare a Porto Marghera.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (12.024 unità) registra una flessione di 771 unità rispetto all'esercizio precedente.

Saipem SpA: l'utile operativo (19 milioni di euro) registra un aumento di 35 milioni di euro a seguito essenzialmente degli effetti dell'incremento dei volumi di attività – connesso all'entrata in esercizio dei due nuovi mezzi di perforazione offshore Scarabeo 7 e Saipem 10000 e al pieno utilizzo dello Scarabeo 4 (inattivo nel 1999) – e della piena operatività del progetto Blue Stream.

I ricavi della gestione caratteristica di 786 milioni di euro registrano un incremento di 199 milioni di euro, pari al 33,9%, dovuto all'aumento delle attività nelle aree Perforazione terra, Perforazioni mare e Costruzioni mare, solo parzialmente assorbito dai minori volumi sviluppati nelle Costruzioni terra per il maggiore ricorso ad attività in joint venture.

L'utile netto di 44 milioni di euro aumenta di 24 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento del risultato operativo (35 milioni di euro) e della diminuzione degli oneri finanziari netti (10 milioni di euro) a seguito del minor indebitamento finanziario medio. Queste variazioni positive sono state parzialmente assorbite dalla diminuzione dei proventi netti su partecipazioni (16 milioni di euro) e dall'aumento delle imposte sul reddito (13 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (61 milioni di euro; 34 nel 1999) hanno interessato in particolare l'acquisto di attrezzature di perforazione, di attrezzature tecnologicamente avanzate nell'area Costruzioni mare e di mezzi e attrezzature per l'area Costruzioni terra.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (2.739 unità) registra una diminuzione di 133 unità rispetto all'esercizio precedente connesso alla dismissione di attività.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 1.023 milioni di euro (1.190 nel 1999). Al 31 dicembre 2000 il portafoglio ordini residuo ammontava a 2.022 milioni di euro (2.034 al 31 dicembre 1999).

Snamprogetti SpA: l'utile operativo (22 milioni di euro) diminuisce di 29 milioni di euro a seguito della minore attività svolta e della minore redditività delle commesse dovuta alla contingente situazione di mercato.

I ricavi della gestione caratteristica di 698 milioni di euro diminuiscono di 579 milioni di euro, pari al 45,3%, per la flessione registrata nelle acquisizioni e per il progressivo esaurimento dei principali progetti in portafoglio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'entrata in vigore nel secondo semestre 2000 del contratto per la realizzazione della linea ferroviaria ad alta capacità Milano-Bologna.

L'utile netto di 18 milioni di euro diminuisce di 35 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione del risultato operativo (29 milioni di euro), dei proventi straordinari netti (10 milioni di euro) e dei proventi netti su partecipazioni (9 milioni di euro), solo parzialmente compensata dalla flessione delle imposte (17 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (2.546 unità) registra una diminuzione di 138 unità rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 2.659 milioni di euro (648 nel 1999), di cui 2.048 relativi al progetto Alta Capacità Ferroviaria. Al 31 dicembre 2000 il portafoglio ordini residuo ammontava a 3.384 milioni di euro (1.425 al 31 dicembre 1999), di cui 2.001 relativi alla tratta Milano-Bologna del progetto Alta Capacità Ferroviaria.

Enifin SpA: l'utile operativo (20 milioni di euro), costituito dal risultato della gestione ordinaria, aumenta di 11 milioni di euro per l'incremento del margine di intermediazione (9 milioni di euro) e per la riduzione dei costi informatici a seguito del completamento degli interventi effettuati per il cambiamento della piattaforma tecnologica.

Il margine finanziario (37 milioni di euro) aumenta per effetto dell'andamento dei tassi di interesse, della crescita dei volumi intermediati e della gestione dell'attività in cambi.

Il conto economico chiude in pareggio come nell'esercizio precedente; l'aumento dell'utile operativo è stato compensato dal maggior accantonamento al fondo rischi su crediti stanziato al solo fine di conseguire benefici fiscali (10 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (89 unità) registra una diminuzione di 4 unità rispetto all'esercizio precedente.

Eni International Holding BV: l'utile netto di 215 milioni di dollari USA registra una diminuzione di 687 milioni di dollari USA rispetto al 1999 dovuto essenzialmente alla circostanza che nell'esercizio precedente era stata realizzata una plusvalenza di 680 milioni di dollari USA nella cessione all'Eni SpA della partecipazione (35,15%) posseduta nell'Agip International BV effettuata per prezzo corrispondente al patrimonio netto sottostante.

I dividendi incassati ammontano a 240 milioni di dollari USA, con un incremento di 18 milioni di dollari USA.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2000 (8 unità) registra una diminuzione di 2.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

Ricerca scientifica e tecnologica

Nell'esercizio 2000 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 60 milioni di euro (50 milioni di euro nel 1999), di cui 39 riferiti alla Divisione Agip e 21 riferiti alla Corporate.

L'attività della Divisione si è indirizzata in particolare verso i seguenti obiettivi strategici: aumentare l'efficacia dell'attività esplorativa; incrementare e accelerare il fattore di recupero dai giacimenti; ridurre i costi di perforazione, con particolare riferimento alle acque profonde. Per raggiungere questi obiettivi i temi della ricerca hanno riguardato l'acquisizione di dati e l'elaborazione di informazioni in tempo reale durante la perforazione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati, lo sviluppo di nuove attrezzature di produzione e perforazione per le acque profonde, la messa a punto di tecniche innovative per il monitoraggio ambientale.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti del Gruppo legato al conseguimento degli obiettivi prefissati, aziendali e individuali, che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività dell'Eni, l'Assemblea straordinaria del 6 giugno 2000 ha conferito al Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare il capitale sociale fino a un massimo di 7 miliardi di lire (pari a circa lo 0,0875% del capitale sociale attuale) entro il 31 luglio 2001 in applicazione del Piano di incentivazione 2000-2001. Il 21 giugno 2000 il Consiglio di amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 4 milioni di azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile che hanno raggiunto nel 1999 gli obiettivi prefissati aziendali e individuali.

L'offerta in sottoscrizione è effettuata entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di offerta o, se precedente, a quello successivo alla data di cessazione consensuale del rapporto di lavoro o di decesso dell'assegnatario. L'impegno dell'Eni, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e decade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

In relazione alla delibera del Consiglio di amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti sono state offerte in sottoscrizione n. 2.857.100 azioni. Alla data del 31 dicembre 2000 sono state sottoscritte n. 58.700 azioni.

Gli aumenti del capitale sono eseguiti mediante utilizzo della "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" costituita dall'Assemblea ordinaria del 6 giugno 2000.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 è la seguente:

	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (a)	Prezzo di mercato (b)
Diritti esistenti al 1° gennaio			
Nuovi diritti assegnati	2.857.100		n.a.
(Diritti esercitati nel periodo)	(58.700) (c)		6,579
(Diritti scaduti nel periodo)			
Diritti esistenti al 31 dicembre	**2.798.400**		n.a.
Di cui: esercitabili al 31 dicembre	**-**		

(a) Trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo.

(b) Il prezzo di mercato dei diritti esercitati nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei valori di mercato delle azioni (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data di emissione).

(c) Di cui n. 45.500 azioni emesse il 2 gennaio 2001 con un prezzo di mercato di 6,627 euro.

I diritti esistenti al 31 dicembre 2000 scadono nell'agosto 2003.

Stock Option

Al fine di dotare l'Eni di un efficace strumento gestionale di incentivazione, l'Assemblea straordinaria del 2 agosto 2000 ha attribuito al Consiglio di amministrazione la facoltà, da esercitarsi entro il 31 dicembre 2000, di aumentare il capitale sociale a pagamento per l'ammontare massimo di 30 miliardi di lire (pari a circa lo 0,375% del capitale sociale) mediante emissione fino a un massimo di 30 milioni di azioni ordinarie, godimento regolare, del valore nominale di 1.000 lire, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, ultimo comma, del codice civile e dell'art. 134, secondo e terzo comma, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n 58. Le emittende azioni saranno offerte in sottoscrizione ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo individuate dal Consiglio di amministrazione, sulla base del sistema di valutazione della Società, a condizione che le quotazioni medie delle azioni Eni nei mesi di luglio 2001 e 2002 abbiano raggiunto le quotazioni prefissate dal Consiglio di amministrazione.

I diritti di sottoscrizione sono personali, indisponibili e intrasferibili inter vivos. In caso di cessazione consensuale del rapporto di lavoro e di pensionamento, l'assegnatario conserva il diritto di esercitare entro sei mesi dal verificarsi dell'evento i diritti di sottoscrizione già esercitabili mentre quelli restanti si estinguono. L'Amministratore delegato dell'Eni SpA conserva il diritto di esercitare i diritti di sottoscrizione che gli sono stati assegnati fino al termine di sei mesi dalla data dell'Assemblea che approverà il bilancio di esercizio 2001 dell'Eni SpA. In caso di decesso dell'assegnatario, gli eredi conservano il diritto di esercitare entro sei mesi dal verificarsi dell'evento i diritti di sottoscrizione già esercitabili mentre quelli restanti si estinguono. In caso di recesso unilaterale dell'Assegnatario dal rapporto di lavoro i diritti di sottoscrizione si estinguono.

Gli assegnatari delle azioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per la liberazione delle azioni sottoscritte a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni sottoscritte.

Nell'esercizio della delega conferita dall'Assemblea del 2 agosto 2000, il Consiglio di amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 26 settembre 2000 ha deliberato l'aumento del capitale sociale a pagamento fino a 30 miliardi di lire mediante emissione di 30 milioni di azioni da offrire in opzione, al prezzo di 6,496 euro per azione (pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente), ai dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo. Le opzioni sono esercitabili: (i) fino al 50% del loro numero dal 1° agosto 2001 al 31 luglio 2005 a condizione che la media aritmetica delle quotazioni di borsa del mese di luglio 2001 raggiunga i 7,2 euro; (ii) fino al 100% del loro numero dal 1° agosto 2002 al 31 luglio 2005 a condizione che la media aritmetica delle quotazioni di borsa del mese di luglio 2002 raggiunga gli 8,4 euro. Il raggiungimento della quotazione prefissata per il 2002 rende esercitabili i diritti di sottoscrizione non esercitati in conseguenza del mancato raggiungimento nel 2001 della quotazione prefissata. Alla data del 31 dicembre 2000 sono state offerte n. 28.739.000 opzioni per la sottoscrizione di un pari numero di azioni Eni.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 è la seguente:

	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (a)	Prezzo di mercato
Diritti esistenti al 1° gennaio			
Nuovi diritti assegnati	28.739.000	6,496	n.a.
(Diritti esercitati nel periodo)			
(Diritti scaduti nel periodo)			
Diritti esistenti al 31 dicembre	**28.739.000**		n.a.
Di cui: esercitabili al 31 dicembre			

(a) Il prezzo di esercizio corrisponde alla media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data della delibera del Consiglio di amministrazione che ha aumentato il capitale sociale.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12745 del 6 aprile 2000, sono elencate nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dal Direttore generale. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2000 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

Il numero delle azioni è indicato per ciascun soggetto e, nell'ambito, per società partecipata e per categoria di azione.

Cognome e Nome	Società partecipate	Numero azioni possedute al 31.12.1999	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	**Numero azioni possedute al 31.12.2000**
Consiglio di amministrazione:					
Gros-Pietro Gian Maria	Eni SpA (1)	5.500			5.500
Mincato Vittorio	Eni SpA	43.600			43.600
Colombo Umberto	Eni SpA	2.010		2.010	
Costi Renzo	Eni SpA	5.000		5.000	
De Paoli Luigi	Eni SpA (2)	4.600	2.000		6.600
	Imm. Metanop. SpA	5.000		5.000	
	Italgas SpA (2)	3.000			1.500 (3)
Collegio sindacale:					
Biscozzi Luigi	Eni SpA	7.550	10.000	13.550	4.000
Direttore generale:					
Sgubini Luciano (fino al 13.11.2000)	Eni SpA	31.300			31.300
Cao Stefano (dal 14.11.2000)	Eni SpA	7.000			7.000
	Saipem SpA	13.300			13.300

(1) Possedute dal coniuge.
(2) Possedute anche dal coniuge.
(3) Numero variato per effetto del raggruppamento avvenuto nel 2000.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Introduzione della moneta unica europea

L'Eni SpA svolge attività significative nell'ambito dell'Unione Europea e l'unificazione monetaria europea probabilmente influirà su queste attività. Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche, l'Eni SpA ha trasformato i sistemi contabili e ha adeguato i propri sistemi operativi alle transazioni in euro. Dal 1° gennaio 2001, e quindi in anticipo di un anno rispetto al termine di legge, l'Eni SpA ha adottato nelle proprie transazioni l'euro quale moneta di conto e a tal fine ha dato le opportune indicazioni ai propri fornitori, clienti e, in generale, a tutte le parti con cui intrattiene i rapporti. I costi per la conversione in euro dei sistemi contabili e operativi ammontano a circa 11 milioni di euro. Al momento la contabilizzazione delle transazioni in euro è pienamente operativa e allo stato attuale delle conoscenze l'Eni SpA non prevede di dover affrontare problemi particolari.

Azioni proprie e di società controllanti

L'Assemblea ordinaria dell'Eni SpA del 6 giugno 2000 ha autorizzato l'acquisto di azioni proprie, da effettuarsi entro 12 mesi dalla data della delibera, fino a un massimo di 800 milioni, pari al 9,997% del capitale sociale, e per un ammontare complessivo comunque non superiore a 3,4 miliardi di euro. Le azioni sono acquistate sul Mercato Telematico Azionario della Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si attesta che nel periodo 1° settembre 2000-31 dicembre 2000 sono state acquistate n. 88.763.000 azioni proprie del valore nominale di 1.000 lire, pari all'1,11% del capitale sociale, per il corrispettivo complessivo di 574 milioni di euro (in media 6,46 euro per azione). Successivamente alla chiusura dell'esercizio e fino al 20 marzo 2001 sono state acquistate n. 32.031.601 azioni proprie per il corrispettivo complessivo di 221 milioni di euro. Alla stessa data quindi l'Eni possiede n. 120.794.601 azioni proprie per un costo di 795 milioni di euro (in media 6,58 euro per azione).

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 31 dicembre 1999 l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale, 82.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Nel febbraio 2001 è stata effettuata una nuova scoperta di idrocarburi a Nord di Ortona sulla costa abruzzese. I dati preliminari hanno fornito indicazioni positive e il pozzo ha avuto una portata di picco di circa 1.000 barili/giorno con gas associato di 32 mila metri cubi/giorno.

Evoluzione prevedibile della gestione

Nel quadriennio 2001-2004 sono previsti investimenti nell'attività di esplorazione e sviluppo in Italia per oltre 1.900 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà orientata su temi di ricerca a olio che prevedono la ripresa dell'esplorazione profonda in Val Padana e l'individuazione di nuove aree a elevato potenziale. La ricerca a gas sarà perseguita nelle aree tradizionalmente favorevoli con l'ottica di reintegrare il più possibile le riserve prodotte.

Nell'attività di sviluppo nel corso del 2001 saranno messi in produzione i nuovi campi di Naomi Pandora, Emilio, Gaggiano e di Val d'Agri in assetto definitivo con la disponibilità dell'oleodotto che collega il centro olio alla raffineria di Taranto e al terminale marino.

Proseguiranno le azioni volte all'incremento del recupero delle riserve già scoperte e sviluppate solo parzialmente sia con interventi sui pozzi di giacimenti a gas (tra i principali Barbara, Angela e Porto Corsini) e a olio (Villafortuna, Cavone e Torrente Tona) sia con l'ottimizzazione dell'intero sistema di compressione gas a terra e a mare.

Si prevede che la produzione di idrocarburi nel 2001 registrerà una flessione di circa il 5% rispetto al 2000 a seguito, in particolare, del declino naturale dei campi di Villafortuna, Aquila, Angela e Luna i cui effetti saranno solo parzialmente compensati dalla crescita in Val d'Agri, dall'entrata in produzione del campo di Emilio e dal maggior contributo dei campi di Calpurnia, Clara Est e Clara Nord entrati in produzione a fine 2000.

Proseguiranno le azioni volte a ridurre i costi fissi e i costi di produzione.

STATO PATRIMONIALE

(in €)

		31.12.1999	31.12.2000
ATTIVO:			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di ricerca e di sviluppo			
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		16.169.060	12.804.405
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		139.264.534	147.348.227
immobilizzazioni in corso e acconti		14.955.324	18.090.788
altre		15.591.509	18.076.804
Totale		**185.980.427**	**188.319.224**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		60.233.189	57.476.133
impianti e macchinario		772.836.983	1.207.562.075
attrezzature industriali e commerciali		2.749.290	3.201.948
altri beni		11.702.691	17.050.461
immobilizzazioni in corso e acconti		659.871.665	861.857.655
Totale		**1.507.393.818**	**2.147.148.272**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:			
- imprese controllate		*9.334.808.932*	*9.701.972.742*
- imprese collegate		*168.983.453*	*261.171.999*
- altre imprese		*3.770.976*	*3.957.807*
crediti:			
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*275.286.082*	*298.726.300*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*19.957.991*	*15.960.371*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*77.193*	
- verso altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*262.491*	
azioni proprie			673.571.467
valore nominale complessivo di 88.763.000.000 di lire			
Totale		**9.803.147.118**	**11.314.900.982**
Totale immobilizzazioni		**11.496.521.363**	**13.650.368.478**

(in €)

		31.12.1999	31.12.2000
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		82.682.224	61.961.822
lavori in corso su ordinazione		2.043.660	7.064.145
prodotti finiti		108.459.536	134.268.961
Totale		**193.185.420**	**203.894.228**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*80.809.383*	*117.226.794*
verso imprese controllate:			
- finanziari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*516.456.899*	
- altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*570.405.317*	*858.037.734*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.150*	*3.150*
verso imprese collegate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*7.973.393*	*6.406.630*
verso controllanti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*456.350*	*263.119*
verso altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*210.483.174*	*223.931.669*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*541.656.679*	*552.135.100*
Totale		**1.928.244.345**	**1.758.034.246**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
altri titoli		735.658.000	735.658.000
Totale		**735.658.000**	**735.658.000**
Disponibilità liquide:	*(nota n. 7)*		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		583.310.240	2.750.874.679
danaro e valori in cassa		198.005	235.229
Totale		**583.508.245**	**2.751.109.908**
Totale attivo circolante		**3.440.596.010**	**5.447.696.382**
Ratei e risconti:	*(nota n. 8)*		
disaggio su prestiti			1.327.600
ratei e altri risconti		480.996.454	502.667.525
TOTALE ATTIVO		**15.418.113.827**	**19.602.129.985**

(in €)

		31.12.1999	31.12.2000
PASSIVO:			
Patrimonio netto:	*(nota n. 9)*		
Capitale		*4.132.754.034*	*4.132.760.851*
Riserva di rivalutazione legge 342/2000			*875.388.394*
Riserva legale		*278.246.101*	*826.590.867*
Riserva per azioni proprie in portafoglio			*973.671.467*
Altre riserve:			
- riserva per acquisto di azioni proprie			*2.836.426.533*
- riserva disponibile		*1.264.525.616*	*1.856.704.941*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67		*84.086.675*	*84.086.675*
- riserva art. 14 legge 342/2000			*73.411.595*
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/86		*32.420.287*	*32.420.287*
- conferimenti legge 41/86		*36.081.357*	*28.516.434*
- conferimenti legge 730/83		*20.083.016*	*20.083.016*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83		*19.181.207*	*19.181.207*
- conferimenti legge 749/85		*8.864.466*	*8.864.466*
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		*143.472*	*2.093.010*
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93		*66.272*	*144.402*
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93		*3.825.998.040*	
Utile dell'esercizio		*2.224.268.756*	*3.436.368.367*
Totale		**11.926.719.299**	**14.785.540.452**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
per imposte		35.609.628	35.609.628
altri		1.133.791.429	1.208.228.270
Totale		**1.169.401.057**	**1.243.837.898**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	*(nota n. 11)*	**50.636.453**	**55.995.998**

(in €)

		31.12.1999	31.12.2000
Debiti:	*(nota n. 12)*		
obbligazioni:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.277.279*	
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*516.456.899*	*1.016.426.899*
debiti verso banche:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*85.254.887*	*89.427.128*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*129.077.137*	*73.488.604*
debiti verso altri finanziatori:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*8.646.997*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*19.349.175*	*21.938.292*
acconti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*36.940.183*	*39.982.943*
debiti verso fornitori:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*256.615.400*	*295.003.589*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*45.380.672*	*43.076.305*
debiti verso imprese controllate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*363.042.696*	*406.198.776*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*392.921.670*	*432.079.366*
debiti verso imprese collegate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*34.240.526*	*77.500.933*
debiti tributari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*288.878.852*	*881.432.846*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*17.088.561*	*17.911.679*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.266.101*	*785.491*
altri debiti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*44.612.475*	*60.347.298*
Totale		**2.236.402.513**	**3.435.317.814**
Ratei e risconti	*(nota n. 13)*	34.954.505	*81.437.823*
TOTALE PASSIVO		**15.418.113.827**	**19.602.129.985**

(in €)

		31.12.1999	31.12.2000
GARANZIE:	*(nota n. 14)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		1.235.094.220	5.972.063.062
di altri		1.209.316	1.209.316
Totale		**1.236.303.536**	**5.973.272.378**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		3.693.911.966	4.586.693.839
proprio per crediti ceduti		371.234.295	371.234.295
proprio per crediti acquistati		87.468.730	87.994.573
proprio per buona esecuzione lavori		5.414.633	46.152.775
proprio per altre garanzie		1.309.416	1.309.416
di altri		1.492.597	1.492.597
TOTALE GARANZIE		**5.397.135.173**	**11.068.011.873**
ALTRI CONTI D'ORDINE:	*(nota n. 15)*		
Impegni:			
locazioni finanziarie		196.342.923	190.068.432
contratti derivati di copertura su interessi		206.582.760	206.582.760
altri impegni		283.457.369	806.643.369
Rischi:			
beni di terzi in custodia			82.079.946
altri		13.867.679	27.735.357
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**700.250.731**	**1.313.309.860**

C O N T O E C O N O M I C O

(in €)

		1999	2000
Valore della produzione:	*(nota n. 16)*		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		2.688.219.074	3.931.344.778
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(20.416.476)	25.800.035
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1.046.263	5.030.486
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		114.295.505	129.827.648
altri ricavi e proventi:			
. contributi in conto esercizio		*12.239.734*	3.196.770
. altri		*75.179.694*	85.330.374
Totale		**2.870.563.794**	**4.181.119.082**
Costi della produzione:	*(nota n. 17)*		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(108.897.187)	(206.161.065)
per servizi		(438.658.411)	(530.965.622)
per godimento di beni di terzi		(212.481.009)	(281.965.269)
per il personale:			
- salari e stipendi		*(213.942.395)*	(217.901.152)
- oneri sociali		*(73.793.119)*	(73.942.357)
- trattamento di fine rapporto		*(15.948.405)*	(15.256.853)
- altri costi		*(1.105.501)*	(703.220)
ammortamenti e svalutazioni:			
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(169.128.103)*	(193.931.597)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(580.856.329)*	(623.476.792)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni			
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(3.095.278)*	(3.095.278)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo		(12.674.205)	(21.130.702)
altri accantonamenti		(78.880.977)	(75.511.566)
oneri diversi di gestione		(50.717.866)	(38.469.703)
Totale		**(1.960.178.785)**	**(2.595.500.194)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**910.385.009**	**1.585.618.888**

(in €)

		1999	2000
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*		
proventi da partecipazioni:			
. da imprese controllate		*1.779.809.422*	*2.653.152.022*
. da altri		*7.716.736*	*5.131.081*
altri proventi finanziari:			
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:			
. da imprese controllate		*17.985.672*	*36.252.576*
. da imprese collegate		*3.798*	*10*
. da altri		*56.918*	*1.672.342*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*119.855.273*	*34.208.613*
- proventi diversi dai precedenti:			
. da imprese controllate		*36.547.009*	*113.519.142*
. da imprese collegate		*1.423*	
. da controllanti		*734.288*	*441.008*
. da altri		*70.953.562*	*40.615.120*
interessi e altri oneri finanziari:			
. verso imprese controllate		*(161.274.969)*	*(83.102.380)*
. verso imprese collegate		*(66.098)*	*(13.249)*
. verso altri		*(50.603.508)*	*(69.415.907)*
Totale		**1.821.719.526**	**2.796.461.438**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 19)*		
rivalutazioni:			
- di partecipazioni			*41.960*
svalutazioni:			
- di partecipazioni		*(772.738.283)*	*(298.602.563)*
Totale delle rettifiche		**(772.738.283)**	**(298.560.603)**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 20)*		
proventi		414.776.248	7.195.259
oneri		(13.048.466)	(54.992.679)
Totale delle partite straordinarie		**401.727.782**	**(47.797.420)**
Risultato prima delle imposte		**2.361.094.034**	**4.035.722.303**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 21)*	(136.825.278)	(609.353.936)
Utile dell'esercizio		**2.224.268.756**	**3.426.368.367**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	1999	2000
Utile dell'esercizio	2.224	3.426
Appendice fiscale	237	636
Ammortamenti	509	492
Svalutazioni (rivalutazioni)	777	296
Variazioni fondi per rischi e oneri	211	74
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	10	5
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	37	12
Minusvalenze (plusvalenze) e perdite (recuperi) su crediti per disinvestimenti	(5)	
Dividendi	(1.784)	(2.658)
Interessi attivi	(194)	(203)
Interessi passivi	63	82
Differenze di cambio non realizzate	(2)	
Oneri (proventi) straordinari	12	48
Imposte sul reddito	137	609
Proventi per imposte anticipate nette	(414)	
Altre rettifiche	(10)	
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	1.808	2.720
Variazioni:		
- rimanenze	32	(10)
- crediti commerciali e diversi	331	(363)
- ratei e risconti attivi	(14)	1
- debiti commerciali e diversi	(139)	111
- ratei e risconti passivi	(10)	28
Flusso di cassa del risultato operativo	2.008	2.960
Dividendi incassati	1.784	2.658
Interessi incassati	451	142
Interessi pagati	(62)	(60)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(9)	4
Imposte sul reddito pagate	(19)	(258)
Imposte rimborsate e crediti di imposta ceduti	387	16
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.540**	**5.062**

(milioni di €)

	1999	2000
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(215)	(194)
- immobilizzazioni materiali	(384)	(501)
- partecipazioni	(1.551)	(759)
- titoli	(736)	
- crediti finanziari	(516)	(500)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	91	58
Flusso di cassa degli investimenti	(3.311)	(1.892)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	6	3
- partecipazioni	7	
- titoli	155	
- crediti finanziari	26	536
Flusso di cassa dei disinvestimenti	194	539
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(3.117)**	**(1.353)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	109	707
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(370)	(130)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(3)	(102)
Conferimenti dello Stato - Apporti di capitale	3	4
Dividendi pagati	(1.239)	(1.446)
Acquisto di azioni proprie		(574)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.500)**	**(1.541)**
Flusso di cassa netto del periodo	**(77)**	**2.168**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**660**	**583**
Disponibilità liquide a fine periodo	**583**	**2.751**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2000 è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standard Committee. Poiché 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.

Gli schemi di bilancio sono stati redatti in euro avvalendosi della facoltà, prevista dall'art. 16 comma 3 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213 "Disposizioni per l'introduzione dell'Euro nell'ordinamento nazionale", di adottare la nuova moneta per la formazione dei documenti contabili obbligatori a rilevanza esterna anche quando l'euro non è utilizzato come moneta di conto. I valori in lire sono stati convertiti in euro utilizzando il tasso irrevocabile di 1.936,27 lire per euro. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

In applicazione del D.Lgs. 127/91 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono riportati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I costi relativi all'attività di ricerca esplorativa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, etc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto a partire dall'entrata in produzione del giacimento perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo, i beni sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate. Per questi beni, al fine di conseguire benefici fiscali, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

I costi connessi alle licenze d'uso e a migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione sono ammortizzati in quote costanti nel periodo di durata delle licenze e delle locazioni, non superiore comunque a cinque anni. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione e comunque per un periodo non superiore a cinque anni.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a finanziamenti di scopo relativi al periodo di realizzazione del bene.

Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo di idrocarburi (perforazione di pozzi di sviluppo e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Le altre immobilizzazioni materiali, in conformità alla prassi diffusa in Italia, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero delle finanze.

	Percentuale annua per i beni acquistati fino al 1988	Percentuale annua per i beni acquistati dal 1989
Terreni e fabbricati	da 5 a 10	da 5 a 10
Impianti e macchinario	da 8 a 25	da 7,5 a 22,5
Altri pozzi e impianti di sfruttamento	15	da 7,5 a 15
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 20	da 12 a 25

Al fine di conseguire benefici fiscali, sono rilevati in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici ulteriori ammortamenti, entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate previste dalla normativa fiscale. Per gli stessi motivi, i beni di valore inferiore a un milione di lire sono integralmente imputati a conto economico. Gli ammortamenti eccedenti, con esclusione di quelli anticipati rilevati dopo l'esercizio 1998, sono iscritti a rettifica delle immobilizzazioni materiali. A partire dall'esercizio 1999 gli ammortamenti anticipati sono accantonati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, senza transitare nel conto economico.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Partecipazioni immobilizzate

Le partecipazioni sono iscritte al costo, incrementato delle rivalutazioni per conguaglio monetario derivanti dall'applicazione di leggi specifiche.

Il costo è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché dei relativi piani pluriennali, ove disponibili. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio. Il costo è determinato applicando il metodo LIFO a scatti annuali.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. 127/1991, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Azioni proprie immobilizzate

Le azioni proprie sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e la rettifica è imputata a conto economico.

Attivo circolante

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo. Le configurazioni di costo adottate sono le seguenti:

- per i prodotti finiti (gas naturale, greggi e condensati) viene utilizzato il costo industriale di produzione applicando il metodo LIFO a scatti annuali;

- per le materie prime, sussidiarie e di consumo il costo è determinato con il metodo del "costo medio di acquisto ponderato per movimento";
- per i materiali riutilizzabili il costo è determinato in relazione alla possibilità di reimpiego nei limiti del costo di riacquisto ridotto del degrado.

Le svalutazioni effettuate non vengono mantenute se nei successivi esercizi ne vengono meno i motivi.

Crediti e debiti
I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

Al fine di conseguire benefici fiscali, in esercizi precedenti sono state effettuate svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tener conto del presumibile valore di realizzazione dei crediti finanziari, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti in euro applicando il cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, il cambio a pronti definito nei contratti. Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, i crediti e debiti non sono adeguati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto nella determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale; conseguentemente non vengono rilevate eventuali differenze attive nette di cambio.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni
I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo LIFO, e il valore di mercato. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Ratei e risconti
I ratei e i risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi comuni a due o più esercizi. I risconti attivi accolgono, tra l'altro, le imposte sul reddito anticipate (al netto delle imposte differite compensabili).

Fondi per rischi e oneri
I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito; i costi sono accantonati annualmente in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti
Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

L'Eni SpA versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti non gestite dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi alle organizzazioni dei lavoratori sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Garanzie personali e altri conti d'ordine
Le garanzie personali sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata, con esclusione delle garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti.

Gli impegni per contratti derivati che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patri-

moniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per quelle in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

Ricavi e costi

I ricavi e i costi sono imputati a conto economico secondo il criterio della competenza economica e nel rispetto del principio della prudenza. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti e abbuoni, nonché delle imposte direttamente connesse.

Il momento del riconoscimento dei ricavi coincide per il gas naturale con l'immissione nella rete di distribuzione di proprietà del vettore; per gli idrocarburi liquidi al momento del caricamento sui mezzi di trasporto (salvo diverse disposizioni contrattuali). I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti quando il servizio è reso e non sussistono incertezze di rilievo sull'esistenza e sull'ammontare del corrispettivo.

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Ratei e risconti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

L'imposta sostitutiva dovuta sulla rivalutazione e sul riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori dei beni iscritti in bilancio, effettuati a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342, è stata portata in diminuzione delle rispettive riserve di patrimonio netto, come previsto dall'articolo 12 della medesima legge. Le imposte differite venute meno a seguito dell'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati è utilizzato per l'ammontare dell'imposta sostitutiva dovuta in contropartita della voce "Debiti tributari" e per il residuo alla voce "Imposte sul reddito".

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse e dei cambi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta se attribuibili a esse in modo specifico; diversamente concorrono alla determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale come indicato al punto "Crediti e debiti".

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi sostenuti nelle attività volte all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive e sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione.

NOTE AL BILANCIO E ALTRE INFORMAZIONI

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti	Valore netto al 31.12.2000	Fondo ammortamento al 31.12.2000
Costi di ricerca e sviluppo		163		(163)		
Diritti utilizzazione delle opere dell'ingegno	16	14		(17)	13	197
Concessioni e licenze	139	20		(12)	147	32
Immobilizzazioni in corso e acconti	15	1	(6)		10	
Altre	16	4		(2)	18	18
	186	**202**	**(6)**	**(194)**	**188**	**247**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi.

I *diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 13 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *concessioni e licenze* di 147 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (85 milioni di euro) e Caldarosa (46 milioni di euro). L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, nell'esercizio si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata (gli ammortamenti eccedenti ammontano al 31 dicembre 2000 a 3 milioni di euro). Gli incrementi di 20 milioni di euro comprendono rivalutazioni effettuate a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 per 12 milioni di euro. Le rivalutazioni sono state operate mediante aumento del valore di iscrizione per l'ammontare al 31 dicembre 1999 delle rettifiche di valore operate al solo fine di ottenere benefici fiscali. La rivalutazione è stata effettuata incrementando il costo dei beni in contropartita alla riserva di rivalutazione legge 21 novembre 2000, n. 342.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* ammontano a 10 milioni di euro e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 18 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione.

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Valore netto al 31.12.2000	Fondi ammortamento e svalutazione al 31.12.2000
Terreni e fabbricati	60	6	(2)	(7)	57	305
Impianti e macchinario	773	1.342	(1)	(906)	1.208	6.879
Attrezzature industriali e commerciali	3	3		(3)	3	47
Altri beni	11	13		(7)	17	78
Immobilizzazioni in corso e acconti	660	343	(141)		862	
	1.507	**1.707**	**(144)**	**(923)**	**2.147**	**7.110** (1)

(1) Di cui 282 riferiti al fondo svalutazione.

Gli incrementi di 1.707 milioni di euro comprendono rivalutazioni effettuate a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 per 1.069 milioni di euro. Le rivalutazioni hanno riguardato in particolare gli impianti e macchinario (1.060 milioni di euro) e sono state operate mediante aumento del valore di iscrizione dei beni dell'ammontare al 31 dicembre 1999 delle rettifiche di valore operate al solo fine di ottenere benefici fiscali. La rivalutazione è stata effettuata incrementando il costo dei beni in contropartita alla riserva di rivalutazione legge 21 novembre 2000, n. 342.

I fondi ammortamento e svalutazione di 7.110 milioni di euro comprendono ammortamenti stanziati per ottenere benefici fiscali per 618 milioni di euro. Nell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Stanziamenti	Decrementi	**Valore al 31.12.2000**
Terreni e fabbricati	3		(3)	
Impianti e macchinario	1.064	618	(1.064)	618
Attrezzature industriali e commerciali	3		(3)	
Altri beni	4		(4)	
	1.074	**618**	**(1.074)**	**618**

Il decremento del fondo ammortamento eccedente riguarda per 1.069 milioni di euro gli ammortamenti eccedenti riassorbiti a seguito della rivalutazione del costo dei beni effettuata a norma della legge 21 novembre 2000, n. 342 e per 5 milioni di euro l'ammontare degli ammortamenti eccedenti riassorbiti a fronte dei beni distolti dal processo produttivo nell'esercizio.

L'iscrizione dei beni condotti in locazione finanziaria (riguardanti essenzialmente due uffici in San Donato Milanese) sulla base del metodo finanziario, anziché del metodo patrimoniale, avrebbe avuto i seguenti effetti:

- nel conto economico, in sostituzione dei canoni di locazione (21 milioni di euro) si sarebbero iscritti ammortamenti e oneri finanziari per 15 milioni di euro;
- nello stato patrimoniale si sarebbero iscritti immobilizzazioni materiali per 138 milioni di euro, al netto degli ammortamenti, e debiti finanziari per 129 milioni di euro.

Impianti e macchinario

(milioni di €)

	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.2000**
Saldo iniziale	**6.796**	**(5.741)**	**(282)**	**773**
Movimenti dell'esercizio:				
Incrementi per:				
- acquisizioni	154			154
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	128			128
- rivalutazioni	1.060			1.060
Decrementi per:				
- ammortamenti		(906)		(906)
- cessioni	(51)	50		(1)
Saldo finale	**8.087**	**(6.597)**	**(282)**	**1.208**

Gli *impianti e macchinario* di 1.208 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impianti per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi.

Immobilizzazioni in corso e acconti

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (862 milioni di euro) riguardano in particolare il progetto Val d'Agri (475 milioni di euro) e la costruzione di piattaforme dotate di un sistema di compressione nel Mare Adriatico (118 milioni di euro).

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576/1975		Legge n. 413/1991		Disavanzo di fusione		Legge n. 342/2000
	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**	**Valore al 31.12.2000**
Immobilizzazioni materiali							
Terreni e fabbricati:							
- costo	1	1	26	26	10	10	3
- fondo ammortamento e svalutazione	(1)	(1)	(22)	(22)	(2)	(3)	(1)
	0	**0**	**4**	**4**	**8**	**7**	**2**
Impianti e macchinario:							
- costo	36	36			1.535	1.528	1.060
- fondo ammortamento e svalutazione	(36)	(36)			(1.391)	(1.528)	(582)
	0	**0**			**144**	**0**	**478**
Attrezzature industriali e commerciali:							
- costo	..	..			2	2	1
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(2)	(2)	(1)
	0	**0**			**0**	**0**	**0**
Altri beni:							
- costo	..	..			9	9	6
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(9)	(9)	(4)
	0	**0**			**0**	**0**	**1**
Immobilizzazioni immateriali							
Concessioni:							
- costo							12
- fondo ammortamento e svalutazione							(1)
							11
Totale							
- costo	37	36	26	26	1.556	1.549	1.081
- fondo ammortamento e svalutazione	(37)	(36)	(22)	(22)	(1.404)	(1.542)	(589)
	0	**0**	**4**	**4**	**152**	**7**	**492**

La colonna "Disavanzo di fusione" riguarda la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Aumenti di capitale sociale	Acquisizioni	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.2000**
Partecipazioni in:					
- imprese controllate	9.334	468	198	(299)	9.701
- imprese collegate	169	93			262
- altre imprese	4				4
	9.507	**561**	**198**	**(299)**	**9.967**

Gli aumenti di capitale sociale delle imprese controllate riguardano in particolare l'Agip Exploration BV (323 milioni di euro), l'Agip Petroleum Co Ltd (131 milioni di euro) e l'Eurosolare (12 milioni di euro).

Gli aumenti di capitale delle imprese collegate riguardano l'Albacom SpA (93 milioni di euro).

Le acquisizioni hanno riguardato:

- l'acquisto dall'EniChem SpA della partecipazione del 90% nella EniPower SpA al prezzo di 198 milioni di euro, pari alla corrispondente quota del capitale sociale;
- la costituzione delle società Rete Gas Italia SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA, entrambe con capitale sociale di 100.000 euro, di cui l'Eni SpA ha sottoscritto e versato rispettivamente il 10%, pari a 10.000 euro, e il 90%, pari a 90.000 euro;
- la costituzione della società Agip Investments Plc con capitale sociale di 50.000 lire sterline di cui l'Eni ha sottoscritto e versato il 99,99% del capitale sociale.

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 299 milioni di euro è riportata alla nota n. 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2000, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono riportate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante delle presenti note.

Le partecipazioni sono esposte al netto del fondo svalutazione di 4.244 milioni di euro riguardante pressoché esclusivamente imprese controllate.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è riportata nella tabella seguente:

Partecipazioni possedute

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2000 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2000 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in: imprese controllate									
Agip SpA (1)	S. Donato Milanese	€	204.000	99,95000	..		..	..	..
Agip Exploration BV	Amsterdam	NLG	100.000.030	100,00000	325		325	325	
Agip International BV	Amsterdam	NLG	1.021.508.850	100,00000	1.917		1.917	5.490	3.573
Agip Investments Plc	Londra	GBP	50.000	99,99800	..		..	..	..
Agip Medio Oriente SpA	S. Donato Milanese	€	824.000	99,00000	1		1	1	
Agip Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000	100,00000	263		263	453	190
AgipPetroli SpA	Roma	€	944.280.000	100,00000	1.960		1.960	2.817	857
Centro Ocean. Mediter. ScpA (2)	Palermo	ITL	6.192.000	88,48850	4		4	4	
Combustibili Nucleari SpA (in liq.)	Milano	ITL	400.000.000	99,99500	0	7	(7)	(7)	
Consorzio Eni Acqua	Roma	ITL	20.000.000	15,00000	..		..	..	..
EniChem SpA	S. Donato Milanese	€	2.295.000.000	70,10586	1.253		1.253	1.250	(3)
EniComunicazione SpA	Roma	€	13.680.000	99,99987	9		9	9	
EniData SpA	S. Donato Milanese	€	16.770.000	15,00000	2		2	4	2
Enifin SpA	S. Donato Milanese	ITL	250.258.600.000	100,00000	253		253	251	(2)
EniFormazione ScpA	S. Donato Milanese	€	2.040.000	30,00000	1		1	1	
Eni International Holding BV	Amsterdam	NLG	906.603.710	91,96325	1.102		1.102	1.977	875
EniPower SpA	S. Donato Milanese	ITL	426.885.000.000	90,00000	198		198	187	(11)
Enirisorse SpA (in liq.)	Roma	ITL	100.000.000.000	100,00000		324	(324)	(324)	
Eni Servizi Amministrativi SpA	S. Donato Milanese	€	2.580.000	60,00000	2		2	2	
EniSud SpA	Roma	€	28.421.796	50,00000	13		13	13	
EniTecnologie SpA	S. Donato Milanese	€	15.600.000	40,00000	7		7	7	
Eurosolare SpA	S. Donato Milanese	€	14.000.000	99,99950	15		15	15	
Iafe SpA	Castelgandolfo	€	1.300.000	35,00000	..		..	..	..
Padana Assicurazioni SpA	Milano	€	15.600.000	10,00000	1		1	15	14
Rete Gas Italia SpA	S. Donato Milanese	€	100.000	10,00000	..		..	..	..
Saipem SpA	Milano	ITL	440.237.300.000	13,16293	296		296	133	(163)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	€	2.080.000	100,00000	2		2	2	
Sieco SpA	S. Donato Milanese	€	516.000	16,00000	..		..	..	..
Snam SpA	S. Donato Milanese	ITL	2.170.000.000.000	99,99999	1.759		1.759	4.525	2.766
Snamprogetti SpA	S. Donato Milanese	€	103.200.000	80,00000	77		77	219	142
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Milanese	€	37.980.800	99,96207	36		36	71	35
Scfid SpA	Roma	€	85.537.499	77,43743	201		201	245	44
Sornicem SpA	Ragusa	€	103.200	90,00000	..		..	24	24
Stoccaggi Gas Italia SpA	S. Donato Milanese	€	100.000	90,00000	..		..	..	..
Tecnomare SpA	Venezia	€	2.064.000	45,00000	4		4	5	1
					9.701	**331**	**9.370**	**17.714**	**8.344**

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	**Valore di bilancio al 31.12.2000** A	Fondo copertura perdite B	**Valore netto al 31.12.2000** C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
imprese collegate									
Albacom SpA (3)	Roma	ITL	543.423.000.000	34,99999	257		257	95	(162)
Consorzio S.E.T.	S. Martino T.	ITL	11.000.000.000	50,00000	3		3	3	
Leag (in liquidazione) (2)	Mosca	RUR	1.128.000.000	30,00000	..		..	..	..
Thetis SpA (2)	Venezia	€	6.288.955	28,62350	2		2	2	
					262		**262**	**100**	**(162)**
Totale imprese controllate e collegate					**9.963**	**331**	**9.632**	**17.814**	**8.181**
altre imprese									
Consorzio Elis Scrl	Roma	ITL	100.000.000	5,00000	..		..		
Consorzio Pisa Ricerche	Pisa	ITL	750.000.000	6,66667	..		..		
Consorzio Qualital	Pisa	ITL	270.000.000	6,66667	..		..		
Cristal Ltd	Hamilton	USD	120.000	0,00833	..		..		
Emittenti Titoli SpA	Milano	ITL	8.200.000.000	10,00000	1		1		
Mediotrade SpA	Roma	ITL	1.933.500.000	4,63574	..		..		
Norsea Pipeline Ltd	Londra	GBP	7.614.062	10,32333	1		1		
Sapir SpA	Ravenna	ITL	20.720.000.000	2,44097	..		..		
S.A.R.C.I.S. SpA	Palermo	ITL	7.578.480.000	10,00000	..		..		
Simest SpA	Roma	ITL	316.627.369.000	1,30234	2		2		
Totale altre imprese					**4**		**4**		

(1) L'Agip SpA è stata costituita al fine di tutelare la denominazione sociale.

(2) L'ultimo bilancio di esercizio disponibile è quello al 31 dicembre 1999.

(3) L'Albacom SpA chiude l'esercizio sociale il 31 marzo 2001. Il valore al patrimonio netto si basa sulla specifica situazione patrimoniale redatta dalla società al 31 dicembre 2000.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Saipem SpA, il cui valore di iscrizione di 296 milioni di euro, adeguato nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA al prezzo di cessione sul mercato di 75 milioni di azioni avvenuta nel marzo 1998 (5,11 euro per azione), è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 163 milioni di euro[1];
- Albacom SpA, il cui valore di iscrizione di 257 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 162 milioni di euro.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576/1975		Legge n. 292/1993		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**
Snam SpA			1.118	1.118		
AgipPetroli SpA					504	504
Saipem SpA	..	..			245	245
Eni International Holding BV			487	487		
Sofid SpA	1	1	141	141		
Snamprogetti SpA			8	8		
Somicem SpA	..	..				
	1	**1**	**1.754**	**1.754**	**749**	**749**

(1) Applicando le quotazioni medie del secondo semestre 2000 (6,269 euro per azione) il valore della partecipazione è superiore al valore di iscrizione di 67 milioni di euro.

La rivalutazione di cui alla legge n. 292 del 1993 si riferisce alla determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. Il "Disavanzo di fusione" è relativo alla rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Incrementi	Riscossioni	**Valore netto al 31.12.2000**
Crediti verso imprese controllate	295	500	(20)	775
	295	**500**	**(20)**	**775**

Gli incrementi di 500 milioni di euro riguardano il finanziamento della durata di 10 anni concesso all'Enifin SpA a fronte della provvista generata dal collocamento di Medium Term Notes nel giugno 2000.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 33 milioni di euro costituito dagli accantonamenti determinati nei limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. 29 dicembre 1986, n. 917 al fine di conseguire benefici fiscali (la fiscalità latente, riguardante l'Irpeg, ammonta a 12 milioni di euro).

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999				**Valore netto al 31.12.2000**			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti verso imprese controllate	20	275	295	28	16	759	775	518
	20	**275**	**295**	**28**	**16**	**759**	**775**	**518**

L'analisi dei *crediti verso imprese controllate* è la seguente:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**
Enifin SpA	232	232
Snam SpA	56	56
Italgas SpA	17	12
Napoletana Gas SpA	15	8
Sofid SpA	6	6
AgipPetroli SpA	1	
Agricoltura SpA (in liquidazione)	1	
Fondo svalutazione crediti	(33)	(33)
	295	**775**

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie sono destinate a investimento di carattere permanente. Nel periodo 1° settembre-31 dicembre 2000, sono state acquistate n. 88.763.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari all'1,11% del capitale sociale, per il corrispettivo di 574 milioni di euro (in media 6,46 euro per azione).

4) Attivo circolante - rimanenze

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999	Variazioni di esercizio	Valore netto al 31.12.2000
Materie prime, sussidiarie e di consumo	83	(21)	62
Lavori in corso su ordinazione	2	5	7
Prodotti finiti	108	26	134
	193	**10**	**203**

Le *rimanenze di prodotti finiti* sono costituite da gas naturale prodotto e immesso in giacimenti di stoccaggio per 119 milioni di euro e da greggio di produzione per 15 milioni di euro.

La valutazione delle rimanenze sulla base del costo medio dell'esercizio determinerebbe una differenza apprezzabile rispetto al valore di iscrizione solo per il gas naturale che avrebbe un maggior valore di circa 304 milioni di euro (225 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

5) Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1999			Valore netto al 31.12.2000		
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio (1)	Totale	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio (1)	Totale
Crediti commerciali verso:						
- clienti	81		81	117		117
- imprese controllate	537		537	785		785
- imprese collegate	8		8	7		7
- altri	1		1	3		3
	627		**627**	**912**		**912**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari	516		516			
. altri	34	..	34	73	..	73
- controllante	..		..	..		..
- altri	209	542	751	221	552	773
	759	**542**	**1.301**	**294**	**552**	**846**

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 129 milioni di euro, riguardante essenzialmente i crediti di imposta (115 milioni di euro), che ha registrato nell'esercizio un decremento di 5 milioni di euro per effetto del rimborso del credito di imposta 1984 (8 milioni di euro), parzialmente compensato dall'accantonamento dell'esercizio (3 milioni di euro).

I *crediti verso clienti* di 117 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti verso partner in joint venture nelle quali l'Eni è operatore per attività svolte nel loro interesse; l'incremento di 36 milioni di euro è connesso alla maggiore attività svolta.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 785 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e da prestazioni di servizi di modulazione e stoccaggio alla Snam SpA (629 milioni di euro) nonché dalla vendita di petrolio e condensati all'AgipPetroli SpA (67 milioni di euro). L'incremento di 248 milioni di euro è dovuto in particolare ai maggiori prezzi di vendita degli idrocarburi e dei servizi di stoccaggio e modulazione.

I *crediti finanziari verso imprese controllate* diminuiscono di 516 milioni di euro per la riscossione del finanziamento concesso all'Enifin SpA.

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 73 milioni di euro riguardano essenzialmente gli indennizzi dovuti dalla Padana Assicurazioni SpA (50 milioni di euro).

I *crediti diversi verso altri* di 773 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato per 753 milioni di euro, come segue:

- crediti diversi: 204 milioni di euro relativi all'acconto per l'Iva di Gruppo versato nel dicembre 2000 ai sensi all'art. 6 della legge n. 405/1990;

- crediti di imposta: 549 milioni di euro, così composti:

	(milioni di €)
Crediti di imposta chiesti a rimborso	450
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	205
Altri crediti	9
Fondo svalutazione crediti	(115)
	549

L'incremento dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 1999 di 6 milioni di euro si analizza come segue:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 1999		**543**
Crediti di imposta su dividendi	788	
Irpeg	(788)	
Interessi sui crediti di imposta		23
Utilizzo fondo svalutazione crediti di imposta 1984 a fronte del rimborso ricevuto nell'esercizio		8
Rimborso crediti di imposta 1984 e 1988 comprensivi degli interessi al 31.12.1999		(16)
Utilizzo crediti di imposta acquistati da società controllate in esercizi precedenti a fronte dell'Irpeg dovuta		(6)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Crediti al 31 dicembre 2000		**549**

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti riguarda essenzialmente gli interessi maturati sull'ammontare in contestazione del credito di imposta risultante dalla dichiarazione Irpeg 1988. Il fondo svalutazione crediti di 115 milioni di euro è rappresentato essenzialmente dagli accantonamenti a fronte dell'ammontare chiesto a rimborso per imposte sul reddito delle persone giuridiche relative all'esercizio 1988 (101 milioni di euro comprensivo degli interessi maturati al 31 dicembre 2000 di 42 milioni di euro). Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativi all'esercizio suddetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato è stato proposto ricorso e le Commissioni Tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e successivamente la Commissione Centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni SpA. L'Amministrazione finanziaria dello Stato ha proposto ricorso presso la Corte di Cassazione che, con ordinanza n. 342 del 30 marzo 1999, ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte Costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di illegittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio 1988. L'udienza della Corte Costituzionale si è svolta il 23 gennaio 2001; si è in attesa della sentenza.

6) Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni - Titoli

Gli *altri titoli* di 736 milioni di euro sono rappresentati da CCT ottenuti a rimborso di crediti di imposta. Il valore medio di mercato dei titoli del mese di dicembre 2000 è di 741 milioni di euro.

7) Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide di 2.751 milioni di euro sono impiegate essenzialmente presso Enifin SpA. L'aumento di 2.168 milioni di euro è dovuto all'esigenza di disporre dei mezzi finanziari necessari all'aumento del capitale dell'Agip Investments Plc finalizzato al rimborso dei debiti assunti per l'acquisto della Lasmo Plc.

8) Ratei e risconti attivi

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**
Imposte sul reddito anticipate al netto delle differite	444	443
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate	4	23
- su titoli di Stato CCT	12	17
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	2	3
Disaggio su prestiti		3
Altri ratei e risconti attivi	19	17
	481	**504**

I ratei e i risconti attivi a breve termine ammontano a 57 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 1999); i risconti attivi a lungo termine, rappresentati essenzialmente da imposte anticipate nette, ammontano a 447 milioni di euro (446 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Le imposte anticipate nette di 443 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali di seguito analizzati:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**
Imposte sul reddito anticipate su:		
- accantonamenti per smantellamento e ripristino siti	329	335
- accantonamenti per coperture perdite	122	119
- ammortamenti e svalutazioni non detraibili	35	35
- altre	14	17
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati imputati a riserva	(38)	(42)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(11)	(5)
- altre	(7)	(6)
	444	**443**

9) Patrimonio netto

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Valore al 31.12.2000
Capitale sociale	4.133	4.133
Riserva di rivalutazione legge 342/2000		875
Riserva legale	278	827
Riserva per azioni proprie in portafoglio		674
Altre riserve:		
- riserva per acquisto di azioni proprie		2.826
- riserva disponibile	1.265	1.865
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/1967	84	84
- riserva art. 14 legge 342/2000		74
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986	32	32
- conferimenti legge 41/1986	36	36
- conferimenti legge 730/1983	20	20
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/1983	19	19
- conferimenti legge 749/1985	9	9
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	..	2
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993	..	.
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/1993	3.826	
- riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR		
Utile dell'esercizio 1999	2.224	
Utile dell'esercizio 2000		3.426
	11.926	**14.785**

Capitale sociale

Il capitale sociale al 31 dicembre 2000 è rappresentato da n. 8.002.140.853 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire, di cui: n. 5.085.793.179 azioni, pari al 63,55%, di proprietà di azionisti terzi[2], n. 2.827.584.674 azioni, pari al 35,34%, di proprietà del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica - Patrimonio dello Stato e n. 88.763.000 azioni, pari all'1,11%, di proprietà dell'Eni.

A seguito del collocamento privato effettuato in data 21 febbraio 2001 di n. 400.121.444 azioni, il numero delle azioni in possesso del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica - Patrimonio dello Stato si è ridotto a 2.427.463.230, pari al 30,33% del capitale sociale.

Rispetto al 31 dicembre 1999 il capitale sociale è aumentato di 13.200.000 lire a seguito dell'emissione di n. 13.200 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di stock grant 2000-2001 che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro. Informazioni sui piani di stock grant e di stock option a favore dei dirigenti sono fornite nella relazione sulla gestione al bilancio dell'Eni SpA al capitolo "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

La nota integrativa al bilancio di esercizio 1999 conteneva l'indicazione secondo la quale la riserva di rivalutazione per conguaglio monetario iscritta dall'incorporata Agip SpA ai sensi della legge n. 72 del 19 marzo 1983 e dalla stessa imputata ad aumento del proprio capitale sociale (182 milioni di euro) doveva considerarsi trasferita per effetto dell'operazione di fusione nel capitale sociale dell'incorporante Eni SpA e avrebbe concorso in caso di riduzione dello stesso capitale sociale alla formazione del reddito imponibile. A questo proposito l'Eni SpA ha interpellato il Ministero delle finanze che con la risoluzione n. 1/E dell'11 gennaio 2001, accogliendo la tesi prospettata, ha condiviso l'interpretazione secondo la quale le caratteristiche dell'incorporazione dell'Agip SpA sono state tali da evitare il trasferimento del vincolo fiscale predetto sul capitale sociale dell'Eni SpA la cui riduzione, conseguentemente, non implica alcun onere tributario.

(2) Al 31 dicembre 2000, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Riserva di rivalutazione legge 342/2000
La riserva di rivalutazione legge 342/2000 di 875 milioni di euro accoglie il saldo attivo netto derivante dall'aumento del valore di iscrizione dei beni (1.081 milioni di euro), dedotta l'imposta sostitutiva dovuta (206 milioni di euro). La riserva è in sospensione di imposta ai fini Irpeg.

Riserva legale
La riserva legale di 827 milioni di euro aumenta di 549 milioni di euro a seguito delle deliberazioni dell'Assemblea del 6 giugno 2000 che ha accantonato il 5% dell'utile dell'esercizio 1999, pari a 112 milioni di euro, e ha integrato la riserva per 437 milioni di euro, fino al limite del quinto del capitale sociale previsto all'articolo 2430 del codice civile, in relazione all'utilizzo della "Riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/1993, che ha natura di sovrapprezzo azioni, per la costituzione della "Riserva per acquisto di azioni proprie" connessa all'autorizzazione data dall'Assemblea del 6 giugno 2000 all'acquisto di azioni proprie.

Riserva per azioni proprie in portafoglio
La riserva per azioni proprie in portafoglio di 574 milioni di euro riguarda il costo di n. 88.763.000 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2000.

Altre riserve
Le altre riserve riguardano:

- *riserva per acquisto di azioni proprie:* 2.826 milioni di euro. L'Assemblea del 6 giugno 2000 ha autorizzato il Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'articolo 2357, secondo comma, del codice civile, ad acquistare per un periodo di dodici mesi a decorrere dalla data della deliberazione assembleare, nei limiti di legge, fino a un massimo di 800.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna, pari al 9,997% del capitale sociale, per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto e comunque per ammontare complessivo non superiore a 3.400 milioni di euro. La riserva è stata costituita utilizzando la "Riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/1993" per 3.389 milioni di euro e la "Riserva conferimenti legge 41/1986" per 11 milioni di euro. In relazione all'acquisto di n. 88.763.000 azioni proprie, il corrispettivo relativo di 574 milioni di euro è stato riclassificato alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio";
- *riserva disponibile:* 1.855 milioni di euro, con un incremento di 590 milioni di euro per l'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 1999 deliberata dall'Assemblea del 6 giugno 2000 (573 milioni di euro) e della quota resasi disponibile a seguito dell'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati art. 67 TUIR (17 milioni di euro);
- *fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/1967:* 84 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera. La ricostituzione è stata effettuata perché non essendo completato il reinvestimento, il diritto all'esenzione non è ancora definitivamente acquisito;
- *riserva art. 14 legge 342/2000:* 74 milioni di euro. Riguarda il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di destinazione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la riserva ammortamenti anticipati art. 67 TUIR per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Irpeg.
- *riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/1986:* 32 milioni di euro. Con tale unica riserva sono state ricostituite le riserve risultanti nel bilancio al 31 dicembre 1996 dell'ex Agip SpA: "Contributi a fondo perduto al 31.12.1992" per (0,01 milioni di euro), "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto disponibile" per 27 milioni di euro e "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto D.Lgs. 537/1993" per 5 milioni di euro. La riserva così costituita accoglie i contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 del D.P.R. 917/1986 succedutesi nel tempo. La riserva è disponibile per effetto dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *conferimenti leggi nn. 41/1986, 730/1983 e 749/1985:* 58 milioni di euro, con un decremento di 7 milioni di euro. Riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre mutui con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/95 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. Il decremento è relativo all'utilizzo per 11 milioni di euro deliberato dall'Assemblea del 6 giugno 2000 per costituire la "Riserva per acquisto di azioni proprie", parzialmente assorbito dai rimborsi dell'esercizio;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/1983:* 19 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie le plusvalenze in sospensione d'imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni;

- *riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile:* 2 milioni di euro. La riserva è stata reintegrata in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio da parte dell'Assemblea del 6 giugno 2000 per 1,9 milioni di euro ed è stata utilizzata per 7 mila euro per l'aumento di capitale sociale a fronte dell'emissione di 13.200 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di stock grant 2000-2001 che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro;
- *riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993:* 0,14 milioni di euro. La riserva, costituita al fine di usufruire dell'agevolazione fiscale prevista dal comma 6 dell'art. 13 del D.Lgs. 124/1993, accoglie la quota dell'utile di esercizio pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare. La riserva è in sospensione di imposta;
- *riserva ammortamenti anticipati art. 67 TUIR.* La riserva, costituita in sede di attribuzione dell'utile di esercizio 1999 da parte dell'Assemblea del 6 giugno 2000 (91 milioni di euro), è stata riclassificata alla "Riserva art. 14 legge 342/2000" per 74 milioni di euro e, per il residuo di 17 milioni di euro, alla "Riserva disponibile".

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva di rivalutazione legge 342/2000	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva ex art. 14 legge 342/2000	Conferimenti dello Stato leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986	Riserva adeguamento patr. netto legge 292/1993	Riserve ex Agip ricostituite	Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	Utile dello esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1998	**4.132**		**223**	**1.462**				**62**	**3.826**	**135**		**..**	**1.098**	**10.938**
Attribuzione del dividendo 1998 (300 lire per azione pari a 0,15 euro)													(1.042)	(1.042)
Destinazione utile residuo 1998			55	(197)								1	(56)	(197)
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano incentivazione dirigenti	1											(1)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/1986								3						3
Utile dell'esercizio													2.224	2.224
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**		**278**	**1.265**				**65**	**3.826**	**135**		**..**	**2.224**	**11.926**
Attribuzione del dividendo 1999 (356 lire per azione pari a 0,181 euro)													(1.446)	(1.446)
Destinazione utile residuo 1999			112	573							91	2	(778)	
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie e adeguamento della riserva legale al quinto del capitale sociale			437		3.400			(11)	(3.826)					
Acquisto azioni proprie					(574)	574								
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano stock grant 2000-2001	..											(.)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/1986								4						4
Costituzione riserva rivalutazione ex legge n. 342/2000		875												875
Affrancamento riserva ex art. 67 TUIR per pagamento legge n. 342/2000				17			74				(91)			
Utile dell'esercizio													3.426	3.426
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**875**	**827**	**1.855**	**2.826**	**574**	**74**	**58**		**135**		**2**	**3.426**	**14.785**

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali

(milioni di €)

	Effetto sul patrimonio netto		Effetto sul risultato economico	
	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	3	2	3	2
Immobilizzazioni materiali	618	369	613	366
Crediti finanziari	33	21		
	654	**392**	**616**	**368**

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite poiché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 180 milioni di euro.

L'aliquota applicata è del 40,25% (Irpeg e Irap) per gli ammortamenti e del 36% (Irpeg) per i crediti finanziari e le riserve.

10) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Valore iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 1999				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo smantellamento e ripristino siti	727	79	(9)	797
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	189	141		330
- fondo oscillazione cambi	3		(3)	
- fondi diversi	6			6
	961	**220**	**(12)**	**1.169**
31 dicembre 2000				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo smantellamento e ripristino siti	797	72	(18)	851
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	330	1		331
- fondo incentivo all'esodo del personale dipendente		17		17
- fondi diversi	6	3		9
	1.169	**93**	**(18)**	**1.244**

Fondo imposte

Salvo che per la controversia relativa al rimborso Irpeg chiesto per l'esercizio 1988 di cui alla nota n. 5, al 31 dicembre 2000 devono considerarsi definiti nei confronti dell'Eni SpA tutti gli esercizi sociali sino al 1994 ai fini delle imposte dirette e sino al 1995 ai fini Iva. Lo stesso vale per l'incorporata Agip SpA, con l'eccezione del contenzioso descritto alla nota n. 15 relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1989, 1990, 1991, 1992 e 1994. Il fondo imposte di 36 milioni di euro, riveniente dall'incorporata Agip SpA è destinato prevalentemente a fronteggiare le eventuali passività derivanti da quest'ultimo contenzioso.

Altri fondi per rischi e oneri

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 851 milioni di euro accoglie i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 331 milioni di euro accoglie gli accantonamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate. Riguarda l'Enirisorse SpA (in liquidazione) per 324 milioni di euro e la Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) per 7 milioni di euro.

11) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 56 milioni di euro aumenta di 5 milioni di euro per effetto dell'accantonamento dell'esercizio (15 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi (10 milioni di euro).

12) Debiti

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999				Valore al 31.12.2000			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari:								
A breve termine verso altri finanziatori					9		9	
A lungo termine:								
- obbligazioni	5	516	521			1.016	1.016	500
- imprese controllate	21	392	413	77	31	433	464	150
- banche	85	129	214	21	59	73	132	12
- altri finanziatori		19	19	19		22	22	22
	111	**1.056**	**1.167**	**117**	**99**	**1.544**	**1.643**	**684**
Acconti:								
Terzi:								
- per altri rapporti	34		34		40		40	
Imprese controllate:								
- per altri rapporti	3		3					
	37		**37**		**40**		**40**	
Debiti commerciali:								
Fornitori	257	45	302		295	43	338	
Imprese controllate	114		114		153		153	
Imprese collegate	3		3		2		2	
	374	**45**	**419**		**450**	**43**	**493**	
Debiti tributari	**289**		**289**		**882**		**882**	
Debiti diversi:								
Imprese controllate	228	1	229		222		222	
Imprese collegate	31		31		26		26	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	17	2	19		17	1	18	
Altri	45		45		61		61	
	321	**3**	**324**		**376**	**1**	**377**	

Debiti finanziari a breve termine

In data 16 dicembre 1999 è stata accesa una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza 22 dicembre 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio (gli indici sono stati rispettati). Al 31 dicembre 2000 la linea di credito non è stata utilizzata.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1999 e 2000, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

	Scadenza del debito	Valore al 31 dicembre		Scad.						
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2010**	413	464	31	134	31	31	87	150	433
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2002**	106	47	35	12					12
- mutui a tasso agevolato	**2005**	4	6	2	1	1	1	1		4
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	104	79	22	15	11	9	10	12	57
		214	**132**	**59**	**28**	**12**	**10**	**11**	**12**	**73**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2010**	521	1.016			516			500	1.016
Altri finanziatori		19	22						22	22
		1.167	**1.634**	**90**	**162**	**559**	**41**	**98**	**684**	**1.544**

I *debiti finanziari verso imprese controllate* ammontano a 464 milioni di euro. L'aumento di 51 milioni di euro è dovuto ai finanziamenti di scopo (progetto Val d'Agri) di 200 milioni di euro ottenuti dall'Enifin SpA a valere sui finanziamenti concessi alla stessa dalla BEI, parzialmente assorbiti dai rimborsi effettuati.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 132 milioni di euro, con una diminuzione di 82 milioni di euro per effetto dei rimborsi. I mutui ordinari di 47 milioni di euro sono stati accesi con la BEI a fronte di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e di ricerca ad alto contenuto tecnologico; per 44 milioni di euro prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni (gli indici sono stati rispettati). I mutui a tasso di cambio agevolato di 79 milioni di euro diminuiscono di 25 milioni di euro per effetto dei rimborsi e riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/1973, o dalle imprese controllate che sono state finanziate dall'Eni SpA alle medesime condizioni. Nella voce sono compresi i finanziamenti concessi dalla BEI a valere sulla legge n. 41 del 28 febbraio 1986 per 4 milioni di euro che usufruiscono dell'intervento dello Stato che rimborsa l'Eni SpA delle somme corrisposte alla BEI per la sorte capitale e interessi. Le quote capitali scadute e gli interessi maturati sono iscritti tra i crediti verso il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica con contropartita alla voce specifica del patrimonio netto per la quota capitale e alla voce "Altri proventi finanziari" del conto economico per la quota interessi.

Le *obbligazioni* ammontano a 1.016 milioni di euro, con un aumento di 495 milioni di euro dovuto all'emissione di Medium Term Notes per 500 milioni di euro a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; la provvista è stata utilizzata per un finanziamento all'Enifin SpA, di pari ammontare e durata, al tasso fisso del 6,23%. L'aumento è stato parzialmente assorbito dal rimborso della rata finale del prestito obbligazionario "1988-2000" di 5 milioni di euro. La voce comprende inoltre il prestito obbligazionario "1993-2003 a tasso variabile" di 1.000 miliardi di lire (516 milioni di euro). Gli interessi hanno scadenza trimestrale; la quota capitale è rimborsabile in unica soluzione il 1° dicembre 2003. All'atto del rimborso sarà riconosciuta agli obbligazionisti una maggiorazione di 75 lire per ogni obbligazione di 1.000 lire. L'Eni SpA potrà esercitare la facoltà di rimborso anticipato al 1° dicembre 2001, con una maggiorazione di 65 lire e al 1° dicembre 2002, con una maggiorazione di 70 lire. Per questo prestito obbligazionario, come indicato alla nota n. 15, è utilizzato uno strumento derivato del valore nominale di 400 miliardi di lire (207 milioni di euro) che trasforma il tasso di interesse variabile delle obbligazioni nel tasso di interesse variabile cui fa riferimento la gran parte della provvista dell'Eni SpA.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2000 è del 5,16% (5,08% al 31 dicembre 1999).

Acconti

Gli acconti di 40 milioni di euro riguardano essenzialmente gli anticipi ricevuti da contitolari di permessi e concessioni a fronte di contratti in joint venture dove l'Eni SpA è operatore.

Debiti commerciali

I *debiti verso imprese controllate* di 153 milioni di euro aumentano di 39 milioni di euro per effetto dei maggiori prezzi degli idrocarburi.

Debiti tributari

I debiti tributari di 882 milioni di euro si analizzano come segue:

	(milioni di €)
Irpeg	413
Imposta sostitutiva	223
Royalties su idrocarburi estratti	184
Irap	30
Iva	26
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	6
	882

Debiti diversi

I *debiti verso imprese controllate* di 222 milioni di euro riguardano essenzialmente l'anticipo Iva versato all'Eni SpA dalle società comprese nell'Iva di Gruppo in relazione al disposto dell'art. 6 della legge n. 405/1990 (180 milioni di euro).

I *debiti verso imprese collegate* di 76 milioni di euro sono costituiti essenzialmente da debiti verso la Serfactoring SpA.

13) Ratei e risconti passivi

		(milioni di €)
	Valore al 31.12.1999	**Valore al 31.12.2000**
Maggiorazione prestito obbligazionario 1993-2003	24	37
Commissioni su fidejussioni		25
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	2	20
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	9	9
	35	**81**

Le commissioni su fidejussioni riguardano il ricavo poliennale relativo alla fidejussione rilasciata a favore della TAV per le obbligazioni del Consorzio Cepav Uno (v. nota 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 29 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 1999); i ratei passivi a lungo ammontano a 52 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

14) Garanzie

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1999	Valore nominale al 31.12.2000
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	1.235	5.972
- di altri	1	1
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	3.694	4.587
- proprio per crediti ceduti	371	371
- proprio per crediti acquistati	87	88
- proprio per buona esecuzione lavori	6	46
- proprio per altre garanzie	1	1
- di altri	2	2
	5.397	**11.068**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 5.972 milioni di euro riguardano:

- per 4.800 milioni di euro, la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV SpA con la quale l'Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Cepav Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2000 ammonta a 4.574 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni SpA lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;

- per 764 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Esplorazione e Produzione a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2000 ammonta a 172 milioni di euro;

- per 237 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore di istituti di credito per finanziamenti a medio e lungo termine a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 6 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2000 ammonta a 167 milioni di euro;

- per 167 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti erogati. L'impegno effettivo al 31 dicembre 1999 ammonta a 100 milioni di euro;

- per 4 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per anticipazioni.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di altri* di 1 milione di euro riguardano la garanzia concessa a favore del San Paolo Imi SpA per finanziamenti a lungo termine nell'interesse della Nuovo Pignone SpA.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 4.587 milioni di euro riguardano:

- per 1.500 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, dall'Eni International Bank Ltd e dall'Enifin SpA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes" (fino a un massimo di 2.000 milioni di euro, di cui 500 milioni di euro emessi direttamente dall'Eni SpA nel giugno 2000). Al 31 dicembre 2000 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center, è di 161 milioni di euro (l'Eni International Bank Ltd e l'Enifin SpA non hanno emesso titoli);

- per 2.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Eni International Bank Ltd a fronte del programma di emissione di "Euro Commercial Paper" (fino a un massimo di 2.000 milioni di euro). Al 31 dicembre 2000 l'impegno effettivo è di 1.685 milioni di euro, corrispondente al valore nominale dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA;

- per 376 milioni di euro, le garanzie concesse a favore di terzi per la cessione da parte dell'Enirisorse SpA (in liquidazione) della PortoVesme Srl;

- per 707 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per il rimborso Iva;

- per 4 milioni di euro la responsabilità in solido dell'Eni SpA con le imprese controllate, prevista dall'art. 4 n. 30 della legge 28 novembre 1996 n. 608, per le somme dovute agli Enti previdenziali.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti ceduti* di 371 milioni di euro riguardano la responsabilità dell'Eni SpA verso la Snam SpA per la cessione di crediti Irpeg.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti acquistati* di 88 milioni di euro riguardano la responsabilità in solido dell'Eni SpA, in base alla legge n. 549/1995, nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato derivante dall'acquisto dall'EniChem SpA e dalla Combustibili Nucleari del credito Irpeg e Ilor 1996, dalla Snamprogetti SpA e dall'Enirisorse SpA (in liquidazione) del credito Irpeg 1997 e dall'Enifin SpA del credito Irpeg 1999. I cedenti si sono impegnati a tenere indenne l'Eni SpA da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per buona esecuzione lavori* di 46 milioni di euro riguardano essenzialmente le manleve date all'Enifin SpA a fronte delle manleve da questa rilasciate a favore delle banche che hanno prestato fidejussione a favore al Ministero dell'Ambiente per la buona esecuzione dei lavori da parte dell'Eni SpA.

15) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1999	Valore al 31.12.2000
Impegni:		
locazioni finanziarie	196	190
contratti derivati di copertura su interessi	207	207
altri impegni	283	806
Rischi:		
beni di terzi in custodia		82
altri	14	28
	700	**1.313**

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 190 milioni di euro riguardano il valore dei canoni da pagare e i valori di riscatto dei beni in leasing; in particolare:

- 134 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1996 per la locazione finanziaria di due palazzi uffici in San Donato Milanese. La Serleasing SpA è stata manlevata per qualsiasi onere le dovesse derivare dal contratto di acquisto. Il pagamento dei canoni è iniziato dal momento della consegna dell'immobile (20 luglio 1999). È previsto che entro il primo semestre 2001 i due palazzi uffici saranno riscattati per la successiva vendita nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare del Gruppo.
- 29 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel maggio 1999 per la locazione finanziaria di un palazzo uffici a Gela, in corso di costruzione. La Serleasing SpA è stata manlevata da qualsiasi responsabilità le dovesse derivare dai contratti di compravendita e/o di appalto. Il pagamento dei canoni decorrerà dal momento della consegna dell'immobile prevista nel 2001; la durata del leasing è di 8 anni.
- 17 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1998 per la locazione finanziaria di un sistema informativo integrato per l'amministrazione del personale. Il pagamento dei canoni è iniziato nel giugno 2000 e terminerà nel dicembre 2002.

Gli *impegni per contratti derivati di copertura* di 207 milioni di euro riguardano strumenti finanziari derivati posti in essere prevalentemente per ridurre l'esposizione ai rischi sui tassi di interesse. L'Eni SpA non detiene strumenti finanziari destinati alla negoziazione.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito che è limitata al valore di mercato positivo dei contratti a fine esercizio. Sebbene vi sia un rischio di credito nell'eventualità di inadempienza delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che possano verificarsi inadempienze in virtù della loro solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1999	Valore nominale al 31.12.2000
Interest rate swaps	207	207

Gli interest rate swaps sono stipulati per modificare le esposizioni dei tassi di interesse. Relativamente a questi contratti è stato concordato di scambiare con le controparti, a scadenze determinate, la differenza tra tasso fisso e variabile, o tra due tassi variabili, calcolata su un valore nominale di riferimento.

La successiva tabella riporta in sintesi i dati rilevanti riferiti agli interest rate swaps in essere a fine esercizio. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari. Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante.

	31.12.1999	31.12.2000
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso fisso:		
- valore nominale (milioni di euro)	207	207
- tasso medio acquistato	4,14	5,20
- tasso medio venduto	3,75	5,36
- scadenza media ponderata (anni)	1,94	0,94

Gli *altri impegni* di 806 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- l'impegno di 518 milioni di euro derivante dal contratto stipulato nel 2000 con la controllata Saipem SpA per l'utilizzo dell'impianto di perforazione Saipem 10000 per 6 anni;
- l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri, che prevede diversi interventi congiunti in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre l'impegno massimo, anche per conto del partner Enterprise SpA, è quantificabile in 232 milioni di euro (147 milioni di euro in quota Eni SpA, di cui 103 come impegno economico e 44 come anticipazione finanziaria sulle royalties dovute sulla futura produzione);
- la manleva rilasciata a favore dell'EniChem SpA per gli impegni assunti dalla stessa verso la società acquirente dei rami di azienda "Fertilizzanti" e "Terni Industrie Chimiche" dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) per tutte le obbligazioni nascenti dai contratti di cessione. L'impegno al 31 dicembre 2000 ammonta a 27 milioni di euro;
- l'impegno di 23 milioni di euro assunto con la Regione Sicilia per contribuire alla costruzione di un nuovo porto a Gela. L'impegno riguarda per 15 milioni di euro il contributo dell'Eni SpA alla costruzione del nuovo porto e per 8 milioni di euro l'anticipazione finanziaria chiesta dalla Regione Sicilia a valere sulle royalties dovute sulla futura produzione.

I *rischi per beni di terzi in custodia* di 82 milioni di euro riguardano in particolare il gas naturale depositato negli impianti di stoccaggio da parte della Snam SpA (81 milioni di euro) e dell'Enel SpA per complessivi 2,5 miliardi di metri cubi.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale i seguenti impegni:

- la garanzia rilasciata alla TAV - Treno Alta Velocità SpA ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni SpA e il Consorzio Cepav Due – con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione" – perché non oggettivamente quantificabili. I partecipanti al consorzio si sono impegnati a rilasciare all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate. L'Atto Integrativo della convenzione non è stato ancora firmato;
- le garanzie rilasciate nel 1994 e nel 2000 a favore della SACE nell'interesse della Snam SpA per il perfezionamento degli accordi con la società OOOGazexport per l'importazione di gas naturale perché gli impegni non sono quantificabili. Gli impegni verso la SACE sono controgarantiti da lettere di manleva della Snam SpA;

- le garanzie contrattuali, perché non quantificabili, rilasciate a favore degli acquirenti della partecipazione nell'Agricoltura SpA in liquidazione (acquistata dall'EniChem SpA), a fronte delle somme che si rendessero necessarie per garantire la chiusura della liquidazione;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti perché non è quantificabile l'impegno dell'Eni SpA in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni SpA ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, perché non quantificabile, a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata dall'Eni SpA attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico dell'Eni SpA e saranno stimati da una Commissione cui partecipano rappresentanti dell'Agenzia per la Gestione per lo Sviluppo del Mezzogiorno.

Contenziosi

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'incorporata Agip SpA un maggiore imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Per l'esercizio 1991 è stata altresì contestata ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo di 246 milioni di euro corrisposto all'Eni per l'acquisto di un diritto di usufrutto su titoli azionari.

Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione tributaria provinciale di Milano con quattro sentenze, rispettivamente del 18 febbraio 1997, 18 marzo 1998, 31 marzo 1999 e 11 febbraio 2000. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso la prima e la seconda sono stati respinti dalla Commissione tributaria regionale di Milano con sentenze rispettivamente dell'8 febbraio e del 28 novembre 2000 relativamente alle quali pendono i termini di impugnazione davanti alla Corte di Cassazione. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la terza sentenza attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione tributaria regionale di Milano e riguarda esclusivamente le contestazioni relative ai prezzi di trasferimento infragruppo, non la deducibilità ai fini Ilor del diritto d'usufrutto su titoli azionari limitatamente alla quale deve ritenersi formato il giudicato interno. Relativamente alla quarta sentenza pendono tuttora i termini di impugnazione da parte dell'Amministrazione finanziaria.

Nel dicembre 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994 sempre dell'incorporata Agip con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La contestazione, tempestivamente impugnata dalla Società, è solo una conseguenza tecnica della rettifica dei prezzi di trasferimento dell'esercizio 1992, vittoriosamente opposta dalla Società. Questa rettifica infatti aveva ridotto la perdita dichiarata dall'Agip per il 1992 successivamente utilizzata a riduzione dell'imponibile dichiarato per l'esercizio 1994. Pertanto l'avviso di accertamento notificato relativamente a quest'ultimo esercizio ha solo carattere cautelativo e verrà prevedibilmente annullato coerentemente con il già avvenuto annullamento di quello relativo all'esercizio 1992.

Nel dicembre del 1999 un Comune della regione Abruzzo ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili su alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico prospiciente il territorio comunale. La contestazione, tempestivamente opposta dalla Società è stata già discussa dalla competente Commissione tributaria provinciale e si attende il deposito della sentenza. Non si ritiene comunque che da tale contestazione possano derivare oneri per la Società.

Regolamentazione ambientale

Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività della Società. Rischi di costi e responsabilità sono insiti in alcune delle attività e in alcuni prodotti della Società, così come accade alle altre imprese impegnate nello stesso settore. Non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti. Sebbene la Società attualmente non ritenga di subire effetti negativi particolarmente rilevanti a seguito dell'adeguamento alla normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate a copertura dei rischi ambientali – non vi può essere la certezza che ciò si verifichi, perché è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i possibili effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti; (v) i possibili indennizzi assicurativi.

16) Valore della produzione

Il valore della produzione di 4.181 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)

	1999	2000
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2.688	3.922
Variazioni delle rimanenze di prodotti finiti	(20)	26
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1	5
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	114	130
Altri ricavi e proventi	87	98
	2.870	**4.181**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 3.922 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	1999	2000	Variazione
Gas naturale	1.441	2.198	757
Greggi e condensati	483	711	228
	1.924	**2.909**	**985**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	429	545	116
Prestazioni di servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	335	468	133
	2.688	**3.922**	**1.234**

Le prestazioni di servizi riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate (231 milioni di euro) e le prestazioni fatturate ai partner in joint venture (142 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è la seguente:

(milioni di €)

	1999	2000
Italia	2.519	3.682
Africa	115	189
Resto dell'Europa	16	36
Asia	26	12
Americhe	5	10
Resto dell'Unione Europea	7	3
	2.688	**3.922**

La *variazione in aumento delle rimanenze di prodotti finiti* di 26 milioni di euro è connessa essenzialmente all'incremento delle quantità di gas naturale nei campi di stoccaggio.

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 130 milioni di euro riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è la seguente:

(milioni di €)

	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali:					
Costi di ricerca e sviluppo	23	20	2		45
Diritti di brevetto e opere dell'ingegno	1	2			3
Immobilizzazioni in corso		1			1
	24	**23**	**2**		**49**
Immobilizzazioni materiali:					
Impianti e macchinario	16	8	2		26
Immobilizzazioni in corso	30	16	1	8	55
	46	**24**	**3**	**8**	**81**
	70	**47**	**5**	**8**	**130**

Gli *altri ricavi e proventi* di 98 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- rimborsi assicurativi (34 milioni di euro) a fronte del risarcimento dei costi sostenuti a seguito degli incidenti ai pozzi Trecate 24 (nel 1994) e Sparviero 1 (nel 2000);
- proventi relativi ai rapporti con il personale (28 milioni di euro) costituiti essenzialmente dal rimborso dei costi relativi al personale a ruolo comandato presso imprese partecipate e presso terzi, nonché dagli emolumenti per cariche sociali ricoperte dai dipendenti;
- addebiti effettuati alle società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (14 milioni di euro);
- utilizzo per 8 milioni di euro del fondo svalutazione crediti di imposta 1984 a fronte del rimborso ricevuto;
- contributi in conto capitale resisi disponibili per effetto dell'ammortamento dei beni cui si riferiscono (3 milioni di euro).

17) Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 208 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di €)

	1999	2000
Acquisti di materiali	242	145
Acquisti di altri prodotti petroliferi	23	47
Acquisti di gas naturale	20	115
Acquisti per investimenti	(176)	(99)
	109	**208**

I *costi per servizi* di 540 milioni di euro riguardano:

		(milioni di €)
	1999	2000
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	339	661
Prestazioni professionali	94	99
Manutenzioni	53	78
Progettazione e direzione lavori	42	46
Viaggi, missioni e altri	28	31
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	17	23
Assicurazioni	10	12
Trasporti e movimentazioni	9	11
Postali, telefoniche e ponti radio	12	11
Prestazioni di personale ricevuto in comando	13	10
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	17	10
Servizi bancari	9	7
Altri	97	93
	740	**992**
Servizi per investimenti	(301)	(462)
	439	**540**

I costi della ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 23 milioni di euro (di cui 2 addebitati alle società controllate) sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate con il concorso dell'Eni SpA. I costi della ricerca scientifica e tecnologica della Divisione Agip (39 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 284 milioni di euro riguardano:

		(milioni di €)
	1999	2000
Noleggi e locazioni	107	120
Royalties su prodotti estratti	97	149
Canoni di leasing	10	22
Canoni e licenze d'uso	5	3
Altri	1	
	220	**294**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(8)	(10)
	212	**284**

I *costi per il personale* di 308 milioni di euro riguardano:

		(milioni di €)
	1999	2000
Salari e stipendi	214	218
Oneri sociali	74	74
Trattamento di fine rapporto	16	15
Altri costi	1	1
	305	**308**

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 1.120 milioni di euro aumentano di 367 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti conseguenti alla rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (589 milioni di euro). Riguardano:

- gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali di 194 milioni di euro, di cui 3 eccedenti le aliquote economico-tecniche;
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 923 milioni di euro, come segue:

(milioni di €)

	1999	2000
Ammortamenti economico-tecnici	341	305
Ammortamenti eccedenti	240	618
	581	**923**

Gli ammortamenti eccedenti sono calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989. Gli ammortamenti anticipati da imputare alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile ammontano a 103 milioni di euro (91 milioni di euro nel 1999);

- la svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 3 milioni di euro connessa all'accantonamento al fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (v. nota 5).

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo* di 21 milioni di euro riguarda essenzialmente le minori rimanenze di materiali a scorta.

Gli *altri accantonamenti* di 76 milioni di euro riguardano essenzialmente l'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (72 milioni di euro).

Gli *oneri diversi di gestione* di 38 milioni di euro riguardano in particolare la quota di utile dell'esercizio 2000 di competenza dell'associato in una associazione in partecipazione di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia (9 milioni di euro) e le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (8 milioni di euro).

18) Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

(milioni di €)

	1999			2000		
	Div.	Cred. Imp.	Prov.	Div.	Cred. Imp.	Prov.
Snam SpA	1.108	651		1.182	694	
Agip International BV	257			1.029		
Eni International Holding BV	226			283		
AgipPetroli SpA	103	61		89	52	
Snamprogetti SpA	40	23		35	20	
Sofid SpA	31	18		20	12	
Società Petrolifera Italiana SpA	2	1		5	3	
Norsea Pipeline Ltd	7			4		
Saipem SpA	5	3		3	2	
Somicem SpA				3	2	
EniData SpA				3	2	
Padana Assicurazioni SpA	3	2		2	1	
Comerint SpA						1
Agip (NAME) Ltd			4			
Altre	2			3		
Utilizzo per Irpeg di competenza		(759)			(788)	
	1.784	**0**	**4**	**2.658**	**0**	**1**

Altri proventi finanziari

(milioni di €)

	1999	2000
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	18	38
Interessi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono immobilizzazioni	25	34
Proventi da rimborso crediti di imposta	95	
Proventi diversi dai precedenti:		
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	20	94
- interessi su crediti di imposta	23	23
- differenze attive di cambio	47	17
- interessi su depositi e c/c	13	39
- commissioni per servizi finanziari	3	4
- altri	2	2
	246	**231**

Gli interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni di 38 milioni di euro aumentano di 20 milioni di euro per effetto essenzialmente degli interessi sul finanziamento concesso all'Enifin di 500 milioni di euro a fronte del collocamento da parte dell'Eni SpA di Medium Term Notes.

Gli interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante di 94 milioni di euro e su depositi e conti correnti di 19 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti di credito con l'Enifin SpA.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di €)

	1999	2000
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	25	47
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	19	23
Interessi e altri oneri verso banche	19	12
Differenze passive di cambio	6	8
Accantonamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	141	1
Altri interessi e oneri finanziari	2	2
	212	**93**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 47 milioni di euro aumentano di 22 milioni di euro per effetto in particolare dell'emissione delle Medium Term Notes di 500 milioni di euro.

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 23 milioni di euro aumentano di 4 milioni di euro per effetto dell'accensione di finanziamenti di scopo (progetto Val d'Agri).

Gli interessi e altri oneri verso banche di 12 milioni di euro diminuiscono di 7 milioni di euro per effetto della riduzione dell'indebitamento.

Gli interessi passivi comprendono oneri su finanziamenti di scopo imputati alle immobilizzazioni materiali per 8 milioni di euro.

19) Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 299 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	1999	2000
Agip Exploration BV	294	291
EniComunicazione SpA	4	4
Eurosolare SpA	5	2
EniChem SpA	469	
Altre	1	2
	773	**299**

20) Proventi e oneri straordinari

I *proventi straordinari* di 7 milioni di euro riguardano in particolare la vendita dello stabile di via Lombardia, 43 in Roma (5 milioni di euro).

Gli *oneri straordinari* di 55 milioni di euro riguardano in particolare gli incentivi all'esodo di personale dipendente (54 milioni di euro).

21) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1998	1999	2000	Variazione 1999-2000
Imposte correnti:				
- Irpeg (1)	534	876	1.300	424
- Irap	37	50	77	27
Imposte (anticipate) differite nette		(30)	20	50
	571	**896**	**1.397**	**501**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (534, 759 e 788 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1998, 1999 e 2000).

Le imposte differite nette di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente le imposte differite connesse agli ammortamenti anticipati, di cui viene proposta all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile (42 milioni di euro), parzialmente assorbite dall'imputazione al conto economico di imposte differite per esuberanza (21 milioni di euro) conseguente al riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali effettuato a norma dell'art. 14 della legge n. 342/2000.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (4.823 milioni di euro) è pari a circa il 29%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è pari a circa il 39%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente ai dividendi rivenienti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare a norma dell'art. 96 bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

22) Informazioni per settori di attività e per area geografica

Le informazioni per settori di attività e per area geografica di localizzazione non sono fornite perché l'attività svolta dell'Eni SpA riguarda essenzialmente la ricerca, la produzione e la commercializzazione di idrocarburi che viene esercitata quasi esclusivamente in Italia e a favore, essenzialmente, di imprese controllate.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, la Società utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio.

Il valore di mercato dei debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. L'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è effettuata applicando i tassi di interesse che l'Eni SpA avrebbe potuto ottenere su posizioni analoghe.

(milioni di €)

	31.12.2000	
	Valore contabile	Valore di mercato
Debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	89	88

Il valore di mercato dei crediti e debiti a breve è stimato equivalente al relativo valore contabile. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto ai sensi dell'art. 44 del D.P.R. 29 settembre 1973 n. 602 è modificato dal Ministro delle finanze di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (per l'esercizio 2001 pari al 5%) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

Il valore di mercato del contratto derivato in essere non è significativo.

24) Numero dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti in servizio, calcolato come semisomma del numero dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 1999 e 2000, è il seguente:

	1999	2000
Dirigenti	272	253
Quadri	1.248	1.248
Impiegati	2.856	2.653
Operai	920	831
	5.296	**4.982**

25) Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate nel periodo di durata della carica agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale, ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione 12745 del 6 aprile 2000 sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2000 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

I compensi indicati sono individuati con riferimento a quelli soggetti a imposte sul reddito delle persone fisiche. Per gli amministratori e per il Direttore generale, dipendenti dell'Eni SpA, gli emolumenti per la carica sono rappresentati dalla retribuzione per prestazioni di lavoro dipendente.

(migliaia di €)

Soggetto	Descrizione carica			
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica	Emolumenti per la carica	Altri compensi (1)
Consiglio di amministrazione:				
Gros-Pietro Gian Maria	Presidente	1.1-31.12	555	2
Mincato Vittorio (2)	Amministratore delegato	1.1-31.12	717	
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	1.1-31.12	62	2
Clô Alberto	Consigliere	1.1-31.12	62	3
Colombo Umberto	Consigliere	1.1-31.12	62	2
Costi Renzo	Consigliere	1.1-31.12	62	2
De Paoli Luigi	Consigliere	1.1-31.12	62	3
Draghi Mario	Consigliere	1.1-31.12	62	1
Sapelli Giulio	Consigliere	1.1-31.12	62	2
Collegio sindacale:				
Monorchio Andrea	Presidente	1.1-31.12	77	4
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	1.1-31.12	52	25 (3)
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	1.1-31.12	52	24 (4)
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	1.1-31.12	52	24 (5)
Sica Mario	Sindaco effettivo	1.1-31.12	52	39 (6)
Direttore generale:				
Sgubini Luciano (2)		1.1-13.11	355	
Cao Stefano (2)		14.11-31.12	40	

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

(2) Dipendente dell'Eni SpA.

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

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

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

(6) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA per l'anno 2000 e della Rete Gas Italia SpA dal 15 novembre 2000.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 1.939 mila euro e a 1.646 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2000 e 1999, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 311 mila euro e 283 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2000 e 1999 (art. 2427, n. 16 del codice civile). Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché 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.

26) Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e al Direttore generale

Ai sensi della dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione 12745 del 6 aprile 2000, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate gratuitamente agli amministratori e al Direttore generale in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti deliberati, rispettivamente, dall'Assemblea del 6 giugno 2000 e del 2 agosto 2000 descritti al punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio di riferimento hanno ricoperto le cariche di amministratore o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock Grant

		Diritti assegnati nell'esercizio		
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Periodo di offerta in sottoscrizione	Numero di azioni offerte e sottoscritte nell'esercizio
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	46.100	21.06.2003-21.07.2003	-
Sgubini Luciano	Direttore generale dal 1.1 al 13.11.2000	21.900	25.07.2003-25.08.2003	-

Stock Option

(€)

		Diritti assegnati nell'esercizio			Azioni sottoscritte nell'esercizio	
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Prezzo di sottoscrizione	Periodo di esercizio	Numero di azioni	Prezzo di sottoscrizione
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	1.093.000	6,496	1.08.2001-31.07.2005	-	
Sgubini Luciano	Direttore generale dal 1.1 al 13.11.2000	572.000	6,496	1.08.2001-31.07.2005	-	
Cao Stefano	Direttore generale dal 14.11 al 31.12.2000	465.000	6,496	1.08.2001-31.07.2005	-	

27) Utile per azione

L'utile per azione, che ammonta a 539 e a 830 lire, rispettivamente negli esercizi 1999 e 2000, è determinato dividendo l'utile netto per il numero medio delle azioni dell'Eni SpA dell'esercizio, quest'ultimo determinato escludendo le azioni proprie e rettificato delle azioni gratuite assegnate, a fronte del Piano di stock grant, ai dirigenti che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro.

28) 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, sono evidenziati di seguito gli ammontari più rilevanti derivanti dai 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)[3].

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

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2000				2000					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Agip Algeria Exploration BV	1		82						6	1
Agip Caspian Sea BV	2		43						5	1
Agip Karachaganak BV	4		634						12	1
AgipPetroli SpA	30	176			56	18	3	356	6	
Agip Recherches Congo SA										
Consorzio Cepav Uno			4.800							
EniChem SpA	2	7	314	27		6	4		5	
EniData SpA	3	12				23			6	1
Enifin SpA	24	1	36			1			2	
Enirisorse SpA (in liquidazione)			509							
IEOC Production BV	7		1			1			29	3
Immobiliare Metanopoli SpA										
Padana Assicurazioni SpA	41					8				35
Pertusola Sud SpA			46							
FPSO Firenze Produção de Petróleo										
Saipem SpA	3	60		515	4	125	2		1	
Serleasing SpA		6	23	190		3	6			
Sieco SpA										
Snam SpA	632	35	371			17	2	2.611	8	1
Snamprogetti SpA	3	9	198			9			2	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	7	3		25				7	2
Altre	53	66	100	81	28	111	21		171	25
	858	**375**	**7.160**	**816**	**113**	**323**	**38**	**3.367**	**259**	**70**

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.

L'Eni SpA fornisce alla controllata AgipPetroli SpA la quasi totalità del petrolio e condensati di produzione nazionale. 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 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 corrispettivo a far data dal 1° novembre 2000 è determinato in base alle tariffe provvisorie determinate dall'Eni SpA in attesa che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emani le tariffe definitive che, avendo effetto retroattivo, origineranno conguagli per il differenziale che ne deriverà.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2000			2000		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Altri
AgipPetroli SpA			62			
Eni Coordination Center SA/Eni International Bank/Enifin SpA			3.500 (1)			
EniChem SpA			120			
Enifin SpA	3.486	464		23	143	
Enirisorse SpA (in liquidazione)			33			
Italgas SpA	12		29		1	
Snam SpA	50		136		5	
Altre	14		17		2	
	3.556	**464**	**3.904**	**23**	**151**	**0**

(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,

siete invitati ad approvare la proposta di attribuire l'utile di esercizio di euro 3.426.368.367,45, pari a lire 6.634.374.278.835, come segue:

- alla riserva legale l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sociale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
- agli azionisti a titolo dividendo 410 lire per azione (pari a 0,212 euro) alle azioni che saranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie. All'intero dividendo compete il credito di imposta ordinario del 58,73%;
- alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" l'importo di 199.486.789.151 lire;
- alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" l'importo di 3.000.000.000 di lire per consentire l'emissione delle azioni necessarie all'attuazione nell'anno 2001 del Piano di stock grant approvato dall'Assemblea del 6 giugno 2000;
- alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/1993" l'importo di 169.605.255 lire pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
- alla "Riserva disponibile" l'importo dell'utile che residua dopo aver effettuato gli accantonamenti citati e determinato il dividendo complessivo da attribuire.

Siete altresì invitati ad approvare la proposta di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 21 giugno 2001, con stacco fissato al 18 giugno 2001.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente
Gian Maria Gros-Pietro

27 marzo 2001

PAGINA BIANCA

ALLEGATI

PAGINA BIANCA

ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

IMPRESE E PARTECIPAZIONI RILEVANTI DELL'ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2000

In conformità a quanto disposto dagli articoli 38 e 39 del D.Lgs. 127/91 e dall'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, modificata con deliberazione 12475 del 6 aprile 2000, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 2000, a norma dell'art. 2359 del codice civile, delle altre imprese consolidate, nonché delle partecipazioni rilevanti.
Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia e estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicato anche il metodo di consolidamento (integrale o proporzionale) e la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione (patrimonio netto o costo).
In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni in società italiane con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso, nonché la quota di partecipazione detenuta a titolo di investimento temporaneo, che comporta l'esclusione della stessa dalla percentuale consolidata. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2000 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre imprese consolidate			Altre partecipazioni rilevanti		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate												
Consolidate con il metodo integrale	53	152	205									
Consolidate con il metodo proporzionale	1		1	2	11	13		4	4			
Partecipazioni di imprese consolidate												
Valutate con il criterio del patrimonio netto	21	38	59	28	42	70						
Valutate con il criterio del costo	44	20	64	49	39	88				12	19	31
Partecipazioni di imprese non consolidate	**6**	**4**	**10**	**6**	**2**	**8**						
Totale imprese	**125**	**214**	**339**	**85**	**94**	**179**		**4**	**4**	**12**	**19**	**31**

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Eni SpA	Roma	ITL	8.002.140.853.000	Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica	35,34 (#)		
				Altri Soci	64,66		
IMPRESE CONTROLLATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	99,00		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	1,00		
Agip SpA	San Donato Milanese	EUR	204.000	Eni SpA	99,95		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	0,05		
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	EUR	6.192.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	400.000.000	Eni SpA	99,99		Co.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Greenstream SpA	San Donato Milanese	EUR	500.000	Agip North Africa	99,99		P.N.
				Agip Tunisia	(..)		
Reggente SpA	Lucera	EUR	260.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Sofid	(..)		
				Soci terzi	0,04		
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	EUR	103.200	Eni SpA	90,00	99,96	C.I.
				Sofid	10,00		
All'estero							
Agip Albania BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Ltd (in liquidazione)	St. Helier (Jersey)	USD	1.000.000	Agip Angola Product.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,50		
Agip Australia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Australia Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	20.000.000	Agip (BBH) Ltd	99,99	100,00	C.I.
				Agip (BB) Ltd	(..)		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Australia 91-13 Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	84.329.100	Agip (BB) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBI) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.200.000	B. B. Oil & G Plc	100,00	100,00	C.I.
Agip (BB) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	82.733.977,50	B. B. Oil & G Plc	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBOH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip (BB) Ltd Agip E. & P. Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Agip Birch Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.001.000	Agip (BBH) Ltd Agip (BB) Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip China BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Congo SA	Pointe Noire (Congo)	USD	7.000.000	Agip Intern. BV Agip Intern. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Elgin/Franklin Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip E. & P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip (Energy) Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	2	B. B. Oil & G Ned.	100,00		P.N.
Agip Energy BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	DEM	140.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Eritrea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	P.N.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	100.000.030	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration & Production Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	73.471.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Forties Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Gabon SA	Port Gentil (Gabon)	XAF	5.000.000	Agip Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	98,40 0,60 0,20 0,20 0,60	99,40	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipGas BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip Guibsen Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Guyana BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	1.021.508.850	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	6.010	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Investments Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	50.000	Eni SpA Agip (UK)	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Iran BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakistan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip North Sea Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.700.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	223.810.000	Agip Explor. Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil US Llc	Wilmington (USA)	USD	150.000.000	Agip Petroleum	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	100.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Perù BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (USA)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip South Atlantic BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Trading BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	9.300.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,94 0,06		100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00		100,00	C.I.
Agip (UKCS) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	17.000.100	B. B. Oil & G Plc	100,00		100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Agip Intern. BV	100,00		100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00			P.N.
Agip USA Inc	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Agip Intern. BV	100,00			P.N.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		100,00	C.I.
Agip Ventures Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	278.050.000	Agip Intern. BV Agip Explor.	99,99 (..)		100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		100,00	C.I.
Agip Zoca 00-21 BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00			P.N.
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00			P.N.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Azerbaijan	100,00			Co.
British - Borneo Canada Ltd	Calgary - Alberta (Canada)	CAD	3.010.000	Brupex Ltd	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Petr. Inc	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo do Brasil Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	30.000.000	B. B. Oil & G Plc Agip Oil Brasil	99,99 (..)		100,00	C.I.
British - Borneo Expro Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.794.836	B. B. Oil & G Plc	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo (Jersey) Ltd	St. Helier (Jersey)	GBP	2	Agip (BBH) Ltd Soci terzi	50,00 50,00	(c)	100,00	C.I.
British - Borneo Leasing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00			P.N.
British - Borneo Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo Offshore Inc	Houston Texas (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00			P.N.
British - Borneo Oil and Gas Canada Ltd	Calgary - Alberta (Canada)	CAD	6.747	Agip (BB) Ltd	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo Oil & Gas (Nederland) BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.005	B. B. Vent. Int BV	100,00		100,00	C.I.
British - Borneo Oil & Gas Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	187.916.668	Agip Ventures Plc Agip (UK) Agip (UK) Prop.	99,99 (..) (..)		100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Agip (BBH) Ltd 100,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di *valutazione* (*)
British - Borneo Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
British - Borneo Petroleum Inc	Houston Texas (USA)	USD	8.000.000	Agip Oil US Llc	100,00	100,00	C.I.
British - Borneo Pipeline Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Market. Inc	100,00	100,00	C.I.
British - Borneo Ventures International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	140.000	Agip (BBOH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
British - Borneo Zoca 95-18 Ltd	St. Helier (Jersey)	GBP	2	B. B. Jersey Ltd	50,00 (c)	100,00	C.I.
				Soci terzi	50,00		
Brupex Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	B. B. Oil & G Plc	100,00	100,00	C.I.
Brupex Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.600.000	B. B. Oil & G Plc	100,00	100,00	C.I.
Hireswitch Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	B. B. Oil & G Plc	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Agip Intern. BV	99,89	100,00	C.I.
				Agip Explor.	0,11		
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor.	99,99	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,01		
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Co Ltd	99,00		P.N.
				Nigerian Agip Explor.	1,00		
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Naturale							
Snam SpA	San Donato Milanese	ITL	2.170.000.000.000	Eni SpA	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	(..)		
In Italia							
Acquedotto di Savona SpA	Savona	EUR	500.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	EUR	600.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	EUR	525.000	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	EUR	36.120.000	Snam	46,94	88,77	C.I.
				AgipPetroli	19,00		
				Italgas	19,00		
				EniChem	15,06		
C.G.E. Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Roma	ITL	420.000.000	Italgas	42,86		Co.
				EniData	42,86		
				EniSud	14,28		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas	78,20	53,46	C.I.
				Snam	21,48		
				Soci terzi	0,32		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: B. B. Jersey Ltd 100,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Eni Acqua	Roma	ITL	20.000.000	Snamprogetti	15,00			Co.
				Saipem SpA	15,00			
				Eni SpA	15,00			
				AgipPetroli	15,00			
				Italgas	15,00			
				Snam	15,00			
				Soci terzi	10,00			
Consorzio Eni Acqua Campania (in liquidazione)	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua	51,00			
				Soci terzi	49,00			
Energia Sicilia Srl	Siracusa	ITL	9.000.000.000	Italgas	100,00		40,90	C.I.
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas	35,20		28,24	C.I.
				Snam	10,20			
				Snamprogetti	2,55			
				Saipem SpA	2,55			
				Soci terzi	49,50			
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	5.000.000	Italgas	41,75		26,36	C.I.
				Snam	9,28			
				Soci terzi	48,97			
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Snam	100,00			Co.
Immobiliare Metanopoli SpA	San Donato Milanese	EUR	218.258.560	Snam	90,09	(#)	90,16	C.I.
				Sofid	0,07			
				Soci terzi	9,84			
Italgas Clienti Srl	Torino	EUR	20.000	Italgas	100,00			Co.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas	100,00		40,90	C.I.
Italgas Rete Srl	Torino	EUR	20.000	Italgas	100,00			Co.
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	EUR	516.000	Ambiente	60,00			Co.
				Soci terzi	40,00			
Pentesilea Srl	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Ambiente	100,00			Co.
Rete Gas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	100.000	Snam	90,00			Co.
				Eni SpA	10,00			
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	516.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	EUR	1.548.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	ITL	200.000.000	Napoletana Gas	95,25			Co.
				Soci terzi	4,75			
Slim Sicilia SpA	Siracusa	EUR	9.804.000	Energia Sicilia	60,00		24,54	C.I.
				Soci terzi	40,00			
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	Torino	ITL	5.706.509.000	Italgas	52,91	(#)	21,64	C.I.
				Soci terzi	47,09			
Società Funiviaria Alto Tirreno pA	Savona	EUR	5.500.000	Italgas	99,90			Co.
				Acq. di Savona	0,10			
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	348.474.556	Snam	40,90	(#)	40,90	C.I.
				Sofid	0,25	(a)		
				Soci terzi	58,85			
Stoccaggi Gas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	100.000	Eni SpA	90,00			Co.
				Snam	10,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(a) Partecipazioni detenute a titolo di investimento temporaneo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero								
Adriaplin Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Italgas	51,00		20,86	C.I.
				Soci terzi	49,00			
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana	51,00	(#)	18,65	C.I.
				Italgas	6,84			
				Soci terzi	42,16			
Gas Brasiliano Distribuidora Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	292.000.000	Snam	51,00		71,04	C.I.
				Italgas	49,00			
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	70.752.320	Italgas	76,39	(c)	31,08	C.I.
				Soci terzi	23,61			
Oléoduc du Rhin SA	Coira (Svizzera)	CHF	15.000.000	Snam Int. BV	67,40			Co.
				Soci terzi	32,60			
Samco SA	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmediterranean	90,00			Co.
				Snam Int. BV	5,00			
				Soci terzi	5,00			
Scogat Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Snam Int. BV	100,00		99,99	C.I.
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Snam Int. BV	66,67		66,67	C.I.
				Soci terzi	33,33			
Snam International BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	103.100.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Snam International Holding AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	129.500.000	Eni Int. Holding	51,00		99,99	C.I.
				Snam	49,00			
Snam International Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	2.000.000	Snam Int. Hol. AG	100,00		99,99	C.I.
Snam Trading BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Snam Int. BV	100,00			Co.
Suedpetrol AG fuer Erdoelwirtschaft	Monaco (Germania)	EUR	7.669.378,22	Snam Int. BV	100,00			P.N.
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00			Co.
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Italgas	40,00	(b)	26,36	C.I.
				Snam	10,00			
				Soci terzi	50,00			
Trans Austria Gasline Finance Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Snam	91,50		91,50	C.I.
				Soci terzi	8,50			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Snam	50,00			P.N.
				Soci terzi	50,00			
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.098.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Generazione Elettrica								
EniPower SpA	San Donato Milanese	ITL	426.885.000.000	Eni SpA	90,00		99,99	C.I.
				AgipPetroli	5,00			
				EniChem	5,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(b) La percentuale di possesso senza arrotondamenti è pari al 40,00001

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Italgas* *76,00*

Soci terzi *24,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
In Italia							
EniPower Iniziative Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	10.000	EniPower SpA	100,00		P.N.
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	EUR	100.000	EniPower SpA	100,00		P.N.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	5.237.916	EniPower SpA	65,54		P.N.
				AgipPetroli	34,46		
Raffinazione e Marketing							
AgipPetroli SpA	Roma	EUR	944.280.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia							
AgipGas SpA	Roma	EUR	842.928	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Atriplex Srl	Roma	EUR	2.582.300	AgipPetroli	99,00	100,00	C.I.
				AgipGas	1,00		
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Abruzzo (in liquidazione)	Giulianova	ITL	100.000.000	AgipGas	65,00		Co.
				Soci terzi	35,00		
Consorzio AgipGas Lazio Sud	Roma	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Lucania	Vaglio Basilicata	ITL	50.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Sabina	Grotti - Cittaducale	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Tuscia (in liquidazione)	Roma	ITL	50.000.000	AgipGas	100,00		Co.
Consorzio AgipGas Umbria (in liquidazione)	Assisi	ITL	20.000.000	AgipGas	100,00		Co.
Consorzio Centro Ricerche Sud (in liquidazione)	San Filippo del Mela	ITL	1.448.100.000	AgipPetroli	100,00		Co.
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	ITL	50.000.000	AgipPetroli	70,00		Co.
				Soc. Petr. Italiana	30,00		
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	ITL	125.000.000	AgipPetroli	48,46		Co.
				Atriplex	39,78		
				Soci terzi	11,76		
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipGas	65,00	65,00	C.I.
				Soci terzi	35,00		
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	AgipPetroli	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
Ecolub SpA	Ceccano	EUR	103.200	AgipPetroli	100,00		P.N.
Eni Portugal Investment SpA	San Donato Milanese	EUR	321.240.000	AgipPetroli	50,00	99,99	C.I.
				Snam	35,00		
				Italgas	15,00		
Italiana Petroli Srl	Roma	EUR	41.317	AgipPetroli	100,00		P.N.
Mixoil SpA	Milano	EUR	102.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	70,00	70,00	C.I.
				Soci terzi	30,00		
Petroven Srl	Genova	ITL	300.000.000	AgipPetroli	68,00	68,00	C.I.
				Soci terzi	32,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	69.205.640	AgipPetroli	99,97		100,00	C.I.
				AgipGas	0,03			
Reful Srl	Genova	ITL	20.000.000	AgipPetroli	100,00			P.N.
Semi Granturismo SpA	Roma	ITL	200.000.000	AgipPetroli	95,00			Co.
(in liquidazione)				Snam	5,00			
All'estero								
Afi Hotels Ltd	Londra	EUR	1.032.920	AgipPetroli	80,00			Co.
	(Gran Bretagna)			Snam	20,00			
Agip Austria	Vienna	EUR	20.000.000	AgipPetr. Int.	75,00		100,00	C.I.
Aktiengesellschaft	(Austria)			Agip Deutschland	25,00			
Agip Benelux BV	Rotterdam	NLG	4.260.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Olanda)							
Agip Deutschland AG	Monaco	DEM	175.000.000	AgipPetr. Int.	98,00		100,00	C.I.
	(Germania)			AgipPetroli	2,00			
Agip Distribuidora SA	San Paolo	BRL	185.185.800	Agip do Brasil	98,38	(c)	98,55	C.I.
	(Brasile)			Soci terzi	1,62			
Agip do Brasil SA	San Paolo	BRL	270.494.830,24	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Brasile)							
Agip Ecuador SA	Quito	USD	103.142,08	AgipPetr. Int.	99,93		99,93	C.I.
	(Ecuador)			Esain	0,07			
Agip España SA	Madrid	EUR	61.600.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Spagna)							
Agip Française SA	Lione	EUR	45.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Francia)							
Agip Hungaria Rt	Budapest	HUF	10.256.500.000	AgipPetr. Int.	99,37		99,37	C.I.
	(Ungheria)			Soci terzi	0,63			
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg	ZAR	200.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Sud Africa)							
AgipLubrificantes Ltda	San Paolo	BRL	3.000.000	Agip do Brasil	100,00		100,00	C.I.
	(Brasile)							
Agip (Nigeria) Plc	Lagos	NGN	216.500.000	AgipPetr. Int.	60,00	(#)	60,00	C.I.
	(Nigeria)			Soci terzi	40,00			
AgipPetroli International BV	Amsterdam	EUR	77.096.096,26	Eni Int. Holding	51,00		100,00	C.I.
	(Olanda)			AgipPetroli	49,00			
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alges	EUR	2.754.480	Agip España	100,00		100,00	C.I.
	(Portogallo)							
Agip Praha AS	Praga	CZK	1.130.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Repubblica Ceca)							
Agip Properties (Kenya) Ltd	Nairobi	KES	400.000.000	AgipPetr. Int.	100,00			P.N.
	(Kenya)							
Agip Romania SA	Bucarest	ROL	158.539.100.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Romania)							
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg	DEM	3.051.000	Agip Deutschland	100,00		100,00	C.I.
	(Germania)							
Agip Slovenija Doo	Lubiana	DEM	5.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
	(Slovenia)							

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Agip do Brasil* *98,55*

Soci terzi *1,45*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	20.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Suisse) SA	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	18.160	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Zambia) Ltd	Lusaka (Zambia)	ZMK	900.300.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador S. Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador S.	100,00		P.N.
Hotel Assets Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	44.005.000	AgipPetroli	100,00		Co.
Oficina Mecanica Carlos Weber SA	San Paolo (Brasile)	BRL	1.028.767,72	Agip do Brasil	100,00		P.N.
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	17.920.000	Agip Distribuidora	100,00	98,55	C.I.
Romania Petrol Distributie Srl	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrificants SA	Lione (Francia)	FRF	54.340.000	Agip Française	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador	100,00		P.N.
Petrolchimica							
EniChem SpA	San Donato Milanese	EUR	2.295.000.000	Eni SpA Snam Soci terzi	70,11 29,87 0,02	99,98	C.I.
In Italia							
Acna Chimica Organica SpA (in liquidazione)	Cengio	EUR	102.000	EniChem	100,00		Co.
Agricoltura SpA (in liquidazione)	Gela	ITL	200.000.000.000	EniChem	100,00		Co.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	26.021.958,56	EniChem Soci terzi	99,96 0,04		Co.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Porto Marghera	EUR	1.033.000	EniChem Enirisorse (in liquidaz.) AgipPetroli Soci terzi	74,00 10,00 3,00 13,00		Co.
Fosfotec Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329	EniChem	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	Agricoltura (in liquidaz.)	52,00		
				Soci terzi	48,00		
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	EniChem	100,00	99,98	C.I.
IRS Industria Resine Speciali SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	102.000	EniChem	100,00		Co.
Nuova Chimica Biosintesi SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	102.000	EniChem	100,00		Co.
Organic Chemicals Srl (in liquidazione)	Cengio	EUR	2.065.827	EniChem	100,00		Co.
Polyurethane Srl	San Donato Milanese	EUR	10.000	EniChem	100,00		P.N.
All'estero							
Chemtrade (Proprietary) Ltd (in liquidazione)	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	3.000	EniChem	100,00		Co.
Conserv Inc	Nichols (USA)	USD	60.000	Agricoltura (in liquidaz.)	100,00		
Dunastyr Polystyrene Manufacturing Company Ltd	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	EniChem	77,92	99,98	C.I.
				EniChem Benelux	11,04		
				EniChem Deutschland	11,04		
EniChem Americas Inc	Wilmington (USA)	USD	78.370	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Benelux SA	Nivelles (Belgio)	BEF	1.189.500.000	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				Ec Distribution	(..)		
EniChem Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	DEM	6.000.500	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Distribution SA	Viganello (Svizzera)	CHF	2.250.000	Ec Finance	100,00	99,98	C.I.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	EniChem International (in liquidaz.)	99,00		
				Soci terzi	1,00		
EniChem Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	FRF	325.297.600	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Finance SA	Viganello (Svizzera)	CHF	100.000	EniChem International (in liquidaz.)	100,00		
EniChem France SA	Grenoble (Francia)	FRF	319.200.000	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				Soci terzi	(..)		
EniChem Hellas SA	Atene (Grecia)	GRD	116.550.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	ESP	420.000.000	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EuiChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam (Olanda)	NLG	716.550.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem Kimya Urunleri Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	EniChem	90,00		Co.
				Ec Finance	10,00		
EniChem Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	EniChem	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniChem Pacific Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	EniChem	99,99		99,98	C.I.
				Soci terzi	(..)			
EniChem Polska Sp z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	EniChem	99,99			Co.
				Soci terzi	0,01			
EniChem Portugal Industria Química SA	Viana do Casteio (Portogallo)	PTE	9.000.000	EniChem UK Ltd	99,56			Co.
				Soci terzi	0,44			
EniChem (Singapore) Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	1.925.000	Ec Pacific	100,00			Co.
EniChem UK Ltd	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	4.004.040	EniChem	100,00		99,98	C.I.
EniChem 1997 Ltd (in liquidazione)	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	100.000	EniChem UK Ltd	100,00			Co.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Olanda)	NLG	10.000	EniChem UK Ltd	100,00			Co.
Polyuréthane Benelux Sp a rl	Nivelles (Belgio)	EUR	19.000	EniChem Benelux	100,00			P.N.
Société Italo-Maghrébine des Polymères "Impol" SA (in liquidazione)	Tunisi (Tunisia)	USD	1.554.000	EniChem	70,00			Co.
				EniChem International (in liquidaz.)	15,00			
				Soci terzi	15,00			
STAC SA - EniChem Polyuréthanne France	Erstein Gare (Francia)	FRF	12.385.989	EniChem	100,00		99,98	C.I.
Ingegneria e Servizi								
Costruzioni e perforazioni								
Saipem SpA	San Donato Milanese	ITL	440.237.300.000	Snam	29,82	(c) (#)	43,03	C.I.
				Eni SpA	13,16			
				Sofid	0,05	(a)		
				Soci terzi	56,97			
In Italia								
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Saipem SpA	51,00			Co.
				Soci terzi	49,00			
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	ITL	20.000.000	Saipem SpA	51,00			Co.
				Soci terzi	49,00			
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00		43,03	C.I.
Sage Scarl (in liquidazione)	Cagliari	ITL	20.000.000	Saipem SpA	51,00			Co.
				Soci terzi	49,00			
SASP Offshore Engineering SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Snamprogetti	50,00		71,52	C.I.
				Saipem SpA	50,00			
Savico Scarl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	10.200	Saipem SpA	51,00			Co.
				Soci terzi	49,00			
Sonsub SpA	Porto Marghera	EUR	884.000	Sonsub Int. BV	100,00		43,03	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(a) Partecipazioni detenute a titolo di investimento temporaneo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:

Snam	*29,90*
Eni SpA	*13,20*
Sofid	*0,05*
Soci terzi	*56,85*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero							
ERS Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	90.760	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	12.027.690	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,03	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	1.250.000	Saipem Intern. Saipem Asia	99,92 0,08		P.N.
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	6.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23	42,50	C.I.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	17.661.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Saipem Contracting Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	97,00 3,00	41,74	C.I.
Saipem Inc	Houston - Texas (USA)	USD	1.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,03	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	125.962.250	Saipem Intern. Ers	99,99 (..)	43,03	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,94 (c) 58,06	17,21	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Agip (Nigeria) Soci terzi	89,42 (..) 10,58	38,47	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS	100,00	43,03	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,24	Saipem SGPS	100,00	43,03	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Saipem Services AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.470.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
SASP Offshore Engineering UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Saipem Intern. Snampr. Netherl.	50,00 50,00		P.N.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,82	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.900.000	Sonsub Int. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,03	C.I.
Sonsub Inc	Wilmington (USA)	USD	43.333.333	Sonsub Int. BV	100,00	43,03	C.I.
Sonsub A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.295.000	Sonsub Ltd	100,00	43,03	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem Intern. 40,00
Soci terzi 60,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sonsub International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	20.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,03	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	6.600	Sonsub Int. BV	100,00	43,03	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Scozia)	GBP	5.900.838	Sonsub Int. BV	100,00	43,03	C.I.
Ingegneria							
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Eni SpA	80,00	99,99	C.I.
				Snam	20,00		
In Italia							
Aquater SpA	San Donato Milanese	EUR	10.320.000	Snamprogetti	99,00	99,99	C.I.
				Snamprog. Sud	1,00		
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	ITL	40.000.000	Aquater	50,00		Co.
				Ambiente	50,00		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Due	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti	35,00		Co.
				Saipem SpA	12,00		
				Aquater	5,00		
				Soci terzi	48,00		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti	43,70	50,21	C.P.
				Aquater	6,40		
				Saipem SpA	0,26		
				Soci terzi	49,64		
Consorzio per il Catasto Italiano	Roma	ITL	50.000.000	Aquater	71,00		Co.
				Soci terzi	29,00		
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	ITL	20.000.000	Aquater	51,00		Co.
				Soci terzi	49,00		
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti	50,41		P.N.
				Aquater	8,92		
				Soci terzi	40,67		
Relav Turbogas Scarl	San Lorenzo in Campo	ITL	20.000.000	Aquater	60,00		P.N.
				Soci terzi	40,00		
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti	43,36		P.N.
				Aquater	10,21		
				Soci terzi	46,43		
Snamprogetti Biotecnologie SpA	Vibo Valentia	EUR	2.064.000	Snamprogetti	99,00		P.N.
				Snamprog. Sud	1,00		
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	1.032.000	Snamprogetti	99,00	99,99	C.I.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Agip Hong Kong Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	24.725.620	Snampr. Netherl.	99,99		P.N.
				Soci terzi	(..)		
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.150.000	Snamprogetti	99,00		P.N.
				Snampr. Intern.	1,00		
Snamprogetti Africa Nigeria Ltd (SANL)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snampr. Netherl.	99,00		P.N.
				Snampr. Intern.	1,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza *Eni*	Metodo di consolidamento *o criterio di* valutazione (*)
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	18.151,20	Snampr. Netherl.	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sarl	Courbevoie (Francia)	EUR	22.867,50	Snampr. Netherl.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti International SA	Cinevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snampr. Netherl.	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	0,01		
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Gran Bretagna)	GBP	15.000.000	Snampr. Intern.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	92.117.340	Snamprogetti	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Ryiadh (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Intern.	60,00	59,99	C.I.
				Soci terzi	40,00		
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snampr. Intern.	100,00		P.N.
Altre attività							
Finanziarie							
In Italia							
Società Finanziaria Eni SpA Eniffin	San Donato Milanese	ITL	250.258.600.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,80	Eni SpA	77,43	99,61	C.I.
				Snam	17,08		
				Snamprogetti	2,55		
				AgipPetroli	2,55		
				Soci terzi	0,39		
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid	69,25	99,73	C.I.
				Eni SpA	10,00		
				Snam	9,75		
				AgipPetroli	7,00		
				Snamprogetti	4,00		
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	ITL	50.000.000	Padana Assicur.	50,00		Co.
				Sofid Vita	50,00		
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	2.600.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	ITL	20.000.000.000	Sofid	99,00		Co.
				Sofidsim	1,00		
All'estero							
Eni International Holding BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	906.603.710	Eni SpA	91,96	99,99	C.I.
				Snam	5,58		
				Snamprogetti	2,46		
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.702.000.000	Eni Int. Holding	63,98	99,99	C.I.
				Agip Intern. BV	36,02		
Eni International Bank Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	200.000.000	Hydr. Int. Holding	99,99	99,99	C.I.
				Eni Int. Holding	(..)		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Finas Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000.000	Hydr. Int. Holding	54,00	98,86	C.I.
				Agip. Int. (NA) NV	40,00		
				AgipPetr. Int.	2,00		
				Saipem Services	2,00		
				Snampr. Intern.	2,00		
Hydrocarbons International Holding Co	Zurigo (Svizzera)	CHF	480.000.000	Eni Int. Holding	100,00	99,99	C.I.
Inversiones Venimmo CA	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Int. Holding	100,00		Co.
Altre società							
In Italia							
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000	EniComunicazione	100,00	100,00	C.I.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio	Palermo	ITL	20.000.000	EniData	95,00		Co.
				Sofid	5,00		
EniComunicazione SpA	Roma	EUR	13.680.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
EniData SpA	Milano	EUR	16.770.000	Snam	51,00	99,99	C.I.
				EniChem	19,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
EniFormazione ScpA	San Donato Milanese	EUR	2.040.000	Eni SpA	30,00		P.N.
				Snam	25,00		
				Saipem SpA	15,00		
				AgipPetroli	10,00		
				EniChem	10,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Iafe	5,00		
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	EUR	2.580.000	Eni SpA	60,00	99,99	C.I.
				Snam	40,00		
EniSud SpA	Roma	EUR	28.421.796	Eni SpA	50,00	92,15	C.I.
				AgipPetroli	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Enirisorse (in liquidaz.)	5,00		
				EniChem	5,00		
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Eni SpA	40,00	99,99	C.I.
				AgipPetroli	20,00		
				EniChem	20,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Snam	10,00		
Eurosolare SpA	San Donato Milanese	EUR	14.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Iafe SpA	Castelgandolfo	EUR	1.300.000	Eni SpA	35,00		P.N.
				AgipPetroli	15,00		
				EniChem	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	10,00		
Insartel Srl	Cagliari	ITL	100.000.000	EniData	89,11		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	10,89		
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	516.000	Snam	20,00	90,88	C.I.
				Snamprogetti	16,00		
				Saipem SpA	16,00		
				Eni SpA	16,00		
				AgipPetroli	16,00		
				EniChem	16,00		
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	ITL	199.000.000	Tecnomare SpA	66,83		P.N.
				Soci terzi	33,17		
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA	45,00	57,15	C.I.
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Soci terzi	40,00		
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	100.000	EniTecnologie	99,00		P.N.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Attività in corso di dismissione							
In Italia							
Enirisorse SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	100.000.000.000	Eni SpA	100,00		Co.
Consorzio Corisa (in liquidazione)	Roma	ITL	280.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	80,00		
				Soci terzi	20,00		
Ecocarb Srl	Porto Torres	ITL	104.200.000	Enirisorse (in liquidaz.)	51,00		P.N.
				EniChem	30,00		
				Snamprogetti	19,00		
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	2.500.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	58,70		
				Soci terzi	41,30		
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	Gavorrano	ITL	7.700.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	Crotone	ITL	22.000.000.000	Enirisorse (in liqnidaz.)	100,00		
All'estero							
AgipCoal Australia Pty Ltd (in liquidazione)	Sidney (Australia)	AUD	500.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni		Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESE COLLEGATE								
Esplorazione e Produzione								
In Italia								
Consorzio S.E.T. Sviluppo	San Martino	ITL	11.000.000.000	Eni SpA	50,00			Co.
Elettrico Trecate	Trecate			Soci terzi	50,00			
Thetis SpA	Venezia	EUR	6.288.955,65	Eni SpA	26,44			P.N.
				Tecnomare SpA	6,45			
				Ambiente	5,64			
				Soci terzi	61,47			
All'estero								
Agiba Petroleum Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	45,00			Co.
	(Egitto)			Soci terzi	55,00			
Agip Oil Co Ltd	Nassau	USD	5.000	Agip North Africa	50,00			Co.
	(Bahamas)			Soci terzi	50,00			
Ashpetco Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	50,00			Co.
	(Egitto)			Soci terzi	50,00			
Caspian International	Grand Cayman	USD	10.000	Lukagip NV	45,00			Co.
Petroleum Co - Cipco	(Isole del			Agip Azerbaijan	5,00			
(in liquidazione)	Caimano)			Soci terzi	50,00			
City Gas Co	Il Cairo	EGP	12.000.000	Agip Intern. BV	20,00			P.N.
	(Egitto)			Soci terzi	80,00			
Companhia Agua Plana SA	Caracas	VEB	100.000	Agip Venezuela	26,00			Co.
	(Venezuela)			Soci terzi	74,00			
East Delta Gas Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	37,50			Co.
	(Egitto)			Soci terzi	62,50			
Egyptian International Gas	Maadi - Cairo	EGP	50.000.000	Agip Intern. BV	40,00			P.N.
Technologies Co	(Egitto)			Soci terzi	60,00			
Gaz Congo SA	Brazzaville	XAF	50.000.000	Agip Intern. BV	32,50			Co.
	(Congo)			Soci terzi	67,50			
Inagip Doo	Zagabria	HRK	54.000	Agip Croatia	50,00			Co.
	(Croazia)			Soci terzi	50,00			
Karachaganak Marketing	Londra	GBP	100	Agip Karachaganak	38,00			Co.
Services Ltd	(Gran Bretagna)			Soci terzi	62,00			
Karachaganak Petroleum	Amsterdam	NLG	40.000	Agip Karachaganak	32,50			Co.
Operating BV	(Olanda)			Soci terzi	67,50			
Karachaganak Project	Londra	GBP	100	Agip Karachaganak	38,00			Co.
Development Ltd (KPD)	(Gran Bretagna)			Soci terzi	62,00			
Lasmo Plc	Londra	GBP	336.082.080,75	Agip Investment	27,97	(#)		P.N.
	(Gran Bretagna)			Soci terzi	72,03			
Leag SpA	Mosca	RUR	1.128.000.000	Eni SpA	30,00			Co.
(in liquidazione)	(Federazione			AgipPetr. Int.	20,00			
	Russa)			Soci terzi	50,00			
Lukagip NV	Amsterdam	NLG	191.710.000	Agip Explor.	50,00		50,00	C.P.
	(Olanda)			Soci terzi	50,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

Decominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lukoil Agip Siberia Oil Closed Joint Stock Co (Lasoil)	Pokachi - Tyumen (Federazione Russa)	RUR	83.490	Agip Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Mediterranean Gas Co	Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras el Hekma Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep - Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Agip Tunisia Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Agip Tunisia Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Temsah Petroleum Co (Petrotemsah)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Gas Naturale							
In Italia							
Azienda Energia e Servizi SpA	Torino	EUR	500.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Idroenergia	Roma	ITL	100.000.000	Con. Eni Acqua Soci terzi	50,00 50,00		
Consorzio Riconversione Area Porto Petroli di Genova Multedo (in liquidazione)	Genova	ITL	507.150.587	Saipem SpA AgipPetroli Snam Soci terzi	6,96 6,96 6,96 79,12		Co.
Consorzio "Sogesid - Servizi" (in liquidazione)	Roma	ITL	500.000.000	Con. Eni Acqua Eni Acqua Camp. Soci terzi	20,00 20,00 60,00		Co.
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300	Snam Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Arcore SpA	Arcore	EUR	175.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500	Snam	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	Snam	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
So.Ri.S. SpA Società di Rigenerazione Sludges	Serravalle Scrivia	EUR	2.840.475	Ambiente	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
We. Cube. Com SpA	Torino	EUR	500.001	Italgas	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
All'estero							
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Snam Int. BV	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Italgas	31,35		P.N.
				Soci terzi	68,65		
Energetikai Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	1.000.000	Tigaz Rt	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Eteria Parohis Aerion Thessalia SA	Larissa (Grecia)	GRD	26.735.000.000	Italgas Hellas	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	Salonicco (Grecia)	GRD	104.900.000.000	Italgas Hellas	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigaz Rt	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Italgas	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Megyergaz Kft	Nogradmegyer (Ungheria)	HUF	1.360.000	Tigaz Rt	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Pebe - Coop Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	12.000.000	Tigaz Rt	20,83		Co.
				Soci terzi	79,17		
Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	PTE	1.800.000.000	Italgas	21,87		Co.
				Soci terzi	78,13		
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	ATS	1.000.000	Snam Int. BV	49,00		Co.
				Soci terzi	51,00		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	DEM	15.000.000	Snam Int. BV	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Snam	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Transitgas AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Snam Int. BV	46,00		P.N.
				Soci terzi	54,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Raffinazione e Marketing							
In Italia							
Centro Padano Interscambio Merci SpA	Parma	ITL	12.510.848.336	AgipPetroli	34,93		P.N.
				Soci terzi	65,07		
Colisa SpA (in liquidazione)	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		Co.
				Soci terzi	65,00		
Consorzio Gas Scanno	Rimini	ITL	21.000.000	AgipGas	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Consorzio Operatori Gpl di Napoli	Napoli	ITL	200.000.000	AgipGas	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Disma Srl	Segrate	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Finifast Srl	Modena	ITL	1.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	ITL	20.000.000	AgipGas	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	ITL	270.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Hub Srl	Fiumicino	ITL	2.400.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Italoil Srl	Livorno	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	7.792.260.000	AgipPetroli	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	ITL	18.500.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Par Srl	Roma	ITL	600.000.000	AgipPetroli	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Petra SpA	Ravenna	EUR	103.300	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Petrolvilla & Bortolotti SpA	Villa Lagarina	ITL	4.980.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	ITL	4.000.000.000	Praoil Oleod. It.	40,50		Co.
				Soci terzi	59,50		
Raffineria di Milazzo ScpA	Roma	ITL	331.380.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Sacene Rete Srl	Barcellona	ITL	4.000.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Saras SpA Raffinerie Sarde	Sarroch	EUR	51.183.000	AgipPetroli	15,00		P.N.
				Soci terzi	85,00		
Seastok SpA	Trieste	ITL	8.000.000.000	AgipGas	33,00		P.N.
				Soci terzi	67,00		
Seram SpA	Fiumicino	ITL	600.000.000	AgipPetroli	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Serit Scrl	Venaria	ITL	20.000.000	Atriplex	20,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
Sigea Sistema Integrato Genova	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
Arquata SpA				Soci terzi	65,00		
Spedia SpA	La Spezia	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Tankimica Srl	Genova	ITL	250.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Viscolube Italiana SpA	Milano	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
All'estero							
Aet - Aviation Service Gbr	Francoforte	DEM	358.727	Agip Deutschland	33,33		Co.
	(Germania)			Soci terzi	66,67		
Aet -	Schwedt	DEM	51.000	Agip Deutschland	33,34		P.N.
Raffineriebeteiligungsgesellschaft	(Germania)			Soci terzi	66,66		
mbH							
Afssa SA	Atene	GRD	70.050.000	AgipPetr. Int.	33,34		Co.
	(Grecia)			Soci terzi	66,66		
Alrid SA	Algeri	DZD	4.000.000	AgipPetroli	18,00		Co.
	(Algeria)			EniData	9,00		
				Snamprogetti	4,00		
				Soci terzi	69,00		
Apegas Doo	Lubiana	SIT	27.000.000	AgipGas	45,00		P.N.
	(Slovenia)			Soci terzi	55,00		
Bayernoil	Vohburg	DEM	20.000.000	Agip Deutschland	20,00		P.N.
Raffineriegesellschaft mbH	(Germania)			Soci terzi	80,00		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg	Zirndorf	DEM	50.000	Agip Deutschland	24,80		P.N.
Plochinger GmbH	(Germania)			Soci terzi	75,20		
Betingas Armazenadora SA	Betim	BRL	780.000	Agip do Brasil	33,00		P.N.
	(Brasile)			Soci terzi	67,00		
Bitumed - Société Méditerranée	Tunisi	TND	1.000.000	AgipPetr. Int.	34,00		P.N.
Bitumes	(Tunisia)			Soci terzi	66,00		
Bronberger & Kessler	Monaco	DEM	150.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
Handelsgesellschaft U. Gilg &	(Germania)			Soci terzi	50,00		
Schweiger GmbH & Co Kg							
City Carburoil SA	Rivera	CHF	6.000.000	Agip (Suisse)	49,91		P.N.
	(Svizzera)			Soci terzi	50,09		
Eurolube SA	Buenos Aires	ARS	1.000.000	AgipPetr. Int.	35,00		P.N.
	(Argentina)			Soci terzi	65,00		
Galp Energia SGPS SA	Lisbona	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv.	33,34		P.N.
	(Portogallo)			Soci terzi	66,66		
Gilg & Schweiger	Pullach	DEM	50.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
Handelsgesellschaft mbH	(Germania)			Soci terzi	50,00		
Indeni Petroleum Refinery Co Ltd	Ndola	ZMK	640.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
	(Zambia)			Soci terzi	50,00		
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore	SGD	12.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
	(Singapore)			Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Metalplus Metalurgica Plus SA	Itu (Brasile)	BRL	4.476.229,34	Agip do Brasil	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	AgipPetr. Int.	48,93		P.N.
				Soci terzi	51,07		
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757,54	Agip do Brasil	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Procesadora de Metales CA	Cuenca (Ecuador)	USD	14.000	Tecnoesa	31,71		
				Soci terzi	68,29		
PT Agip Lubrindo Pratama	Pasuruan (Indonesia)	USD	8.000.000	AgipPetr. Int.	45,00		P.N.
				Soci terzi	55,00		
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel	34,51		P.N.
				Soci terzi	65,49		
Superoctanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Utingas Armazenadora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	10.331.394,57	Agip do Brasil	31,00		P.N.
				Soci terzi	69,00		
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	DEM	800.000	Agip Deutschland	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai - Guang Dong (Cina)	USD	8.500.000	AgipPetr. Int.	34,41		P.N.
				Soci terzi	65,59		
Petrolchimica							
In Italia							
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	ITL	100.000.000	EniChem	48,50		Co.
				Soci terzi	51,50		
Du Pont EniChem SpA (in liquidazione)	Assemini	ITL	800.000.000	EniChem	49,00		Co.
				Soci terzi	51,00		
Epoxital Srl	Milano	ITL	200.000.000	EniChem	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	ITL	9.000.000.000	EniChem	59,56	(c)	Co.
				Soci terzi	40,44		
Inca International SpA	Pisticci	ITL	85.973.229.000	EniChem	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	ITL	12.000.000.000	EniChem	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Polimeri Europa Srl	Brindisi	EUR	340.784.000	EniChem	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Seipi SpA (in liquidazione)	Parma	EUR	1.327.768,68	EniChem	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Marghera	ITL	10.711.000.000	EniChem	20,00		Co.
				AgipPetroli	4,48		
				Soci terzi	75,52		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *EniChem* *48,00*

Soci terzi *52,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero								
Copenor GIE	Courbevoie (Francia)	EUR	41.800.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00			P.N.
EVC International NV	Amsterdam (Olanda)	NLG	273.879.680	EniChem Soci terzi	16,90 83,10	(#)		Co.
Fenol Rio Química Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	21.000.000	Ec do Brasil (in liquidaz.) Soci terzi	33,33 66,67			
Serdis Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Stocknord SA	Loon Plage (Francia)	EUR	5.967.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00			P.N.
Ingegneria e Servizi								
Costruzioni e perforazioni								
In Italia								
APIBI Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	36,00 64,00			Co.
Consorzio Farsura Saipem (in liquidazione)	Milano	ITL	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	35,00 65,00			Co.
Consorzio Si	San Donato Milanese	ITL	50.000.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	ITL	50.000.000	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00			Co.
All'estero								
European Marine Contractors Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd Soci terzi	50,00 50,00		21,52	C.P.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	1.500.000.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00		21,52	C.P.
Queiroz Petro SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.511.484	Saipem SpA Soci terzi	33,28 66,72	(c)		Co.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00		21,52	C.P.
Saibos do Brasil Lda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00			P.N.
Saibos - (Services) SAS	Montigny (Francia)	FRF	250.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		21,52	C.P.
SaiClo Lussemburgo SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	6.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		21,52	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Saipem SpA* *24,44*; *Soci terzi* *75,56*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
SaiClo Pty Ltd	Perth (*Australia*)	AUD	5.000.000	Saipem Intern.	50,00		21,52	C.P.
				Soci terzi	50,00			
Saifor SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	35.000.000	Saipem Intern.	49,99			P.N.
				Soci terzi	50,01			
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Saipem Intern.	50,00			P.N.
				Soci terzi	50,00			
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern.	50,00		21,52	C.P.
				Soci terzi	50,00			
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Ers	50,00		21,52	C.P.
				Soci terzi	50,00			
Société Algerienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA	49,00			Co.
				Soci terzi	51,00			
Ingegneria								
In Italia								
C. Lotti & Associati Società di Ingegneria SpA	Roma	ITL	6.000.000.000	Snamprogetti	25,00			Co.
				Soci terzi	75,00			
Consorzio Ancedisa	Napoli	ITL	50.000.000	Snamprogetti	20,00			Co.
				Soci terzi	80,00			
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura	Roma	ITL	100.000.000	Aquater	22,50			Co.
				Soci terzi	77,50			
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Roma	ITL	300.000.000	Snamprogetti	33,78			Co.
				Soci terzi	66,22			
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	EUR	10.329,14	Snamprogetti	50,00		50,00	C.P.
				Soci terzi	50,00			
Consorzio Tecnoreti	Vibo Valentia	ITL	20.000.000	Snamprog. Sud	50,00			Co.
				Soci terzi	50,00			
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645,69	Snamprogetti	50,00			Co.
				Soci terzi	50,00			
Consorzio Uma	Napoli	ITL	40.000.000	Snamprogetti	20,00			Co.
				Soci terzi	80,00			
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	ITL	24.000.000	Aquater	33,34			Co.
				Soci terzi	66,66			
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti	51,00	(c)	51,00	C.P.
				Soci terzi	49,00			
Subsidenza Ravenna Scarl	Roma	ITL	70.000.000	Aquater	28,57			Co.
				Soci terzi	71,43			
All'estero								
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snampr. Netherl.	20,00			Co.
				Soci terzi	80,00			
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snampr. Netherl.	20,00			Co.
				Soci terzi	80,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snamprogetti 50,00

Soci terzi 49,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Intern. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Lng - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	3.700.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	51,00 49,00	(c) 51,00	C.P.
Tskj Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Serfactoring SpA	Milano	EUR	5.160.000	Sofid Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Altre società							
In Italia							
Albacom SpA	Roma	ITL	543.423.000.000	Eni SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
C.I.SAR. - Consorzio Sardo per i Servizi Informatici (in liquidazione)	Cagliari	ITL	140.000.000	Insartel Srl (in liquidaz.) Soci terzi	20,00 80,00		
CO.M.A.SA. - Consorzio per il Monitoraggio Ambientale in Sardegna (in liquidazione)	Cagliari	ITL	39.000.000	Insartel Srl (in liquidaz.) Soci terzi	25,64 74,36		
Consorzio Area di Sviluppo Industriale della Provincia di Messina	Messina	ITL	273.324.260	Eni SpA Soci terzi	37,05 62,95		P.N.
Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo (in liquidazione)	Roma	ITL	100.000.000	EniData Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio MillenniuM	Milano	ITL	500.000.000	EniData Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Palermo	ITL	300.000.000	EniData Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Coram Consorzio per la Reindustrializzazione di Aree Minerarie Scarl (in liquidazione)	Cagliari	ITL	49.800.000	EniSud Soci terzi	47,01 52,99		Co.
Crotone Sviluppo ScpA	Crotone	ITL	1.260.000.000	EniSud Soci terzi	31,75 68,25		P.N.
Gela Sviluppo ScpA	Gela	ITL	1.000.000.000	EniSud Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Manfredonia Sviluppo ScpA	Foggia	ITL	1.240.000.000	EniSud Soci terzi	32,26 67,74		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Snampr. Netherl. 50,00
Soci terzi 49,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moneo - Controllo e	Roma	ITL	1.000.000.000	EniSud	24,00		Co.
Monitoraggio Investimenti SpA				Soci terzi	76,00		
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	ITL	1.000.000.000	EniSud	30,00		P.N.
				Soci terzi	70,00		
Servizi ICT Srl	Milano	EUR	28.051.400	EniData	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
All'estero							
Zheijiang Sino - Italian	Ningbo -	CNY	17.430.000	Eurosolare	50,00		P.N.
Photovoltaic Co Ltd	Zheijiang			Soci terzi	50,00		
	(Cina)						
Attività in corso di dismissione							
In Italia							
Consorzio Cofisa	Roma	ITL	150.000.000	Enirisorse	25,00		
(in liquidazione)				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Industriale	Roma	ITL	100.000.000	Enirisorse	20,00		
Nazionale Superconduttori C.I.N.S.				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	80,00		
Salerno Sviluppo Scarl	Nocera Inferiore	ITL	1.000.000.000	Enirisorse	20,00		
				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	80,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento (*)
ALTRE IMPRESE CONSOLIDATE							
Ingegneria e Servizi							
Costruzioni e perforazioni							
All'estero							
EMC Netherlands BV	Rotterdam (Olanda)	NLG	10.000	EMC Ltd	100,00	21,52	C.P.
European Marine Contractors Llc	Delaware (USA)	USD	1.000	EMC Ltd	100,00	21,52	C.P.
Saibos Fze	Dubai (Emirati Arabi)	AED	1.000.000	Saibos Constr.	100,00	21,52	C.P.
Upstream Constructors	Jebel Ali	AED	600.000	Saibos Constr.	50,00	10,76	C.P.
International Fzco	(Emirati Arabi)			Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI					
Esplorazione e Produzione					
In Italia					
Società Gasdotti Mezzogiorno SGM SpA	Frosinone	EUR	780.000	Soc. Petr. Italiana Soci terzi	16,66 83,34
All'estero					
Applied Research & Technology Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	919.002	B. B. Oil & G Plc Soci terzi	19,73 80,27
Bonny Gas Transport Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	120.000.000	Agip Int. (NA) NV Soci terzi	10,31 89,69
Discovery Producer Services Llc	Wilmington (USA)	USD	10	B. B. Pipeline Llc Soci terzi	16,67 83,33
Nigeria Lng Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	790.927.000	Agip Int. (NA) (NV) Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	DEM	3.000.000	Agip Erdoelgew. Soci terzi	13,04 86,96
Norsea Pipeline Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Offshore Kazakhstan International Operating Co NV (OKIOC)	L'Aia (Olanda)	NLG	105.000	Agip Caspian Soci terzi	14,29 85,71
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad)	USD	10.000	Agip Trin. and Tobago Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	12,50 87,50
Gas Naturale					
In Italia					
Agenzia per il Risparmio Energetico	Ancona	ITL	506.739.000	Snam Soci terzi	13,81 86,19
Energy Agency of Livorno Province Srl	Livorno	ITL	100.000.000	Italgas Soci terzi	11,11 88,89
Insula SpA	Venezia Mestre	ITL	4.000.000.000	Italgas Soci Terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA	Roma	ITL	1.624.000.000	Italgas Soci terzi	13,29 86,71
Servizo di Informazioni Territoriali Integrate per l'Area Metropolitana SpA	Firenze	ITL	800.000.000	Fiorentina Gas Soci terzi	12,25 87,75
Società Canavesiana Acque SpA	Torino	ITL	1.200.000.000	Soc. Azionaria Condotta Soci terzi	16,00 84,00
So.Tris. - Società Trattamento Rifiuti Speciali SpA	Ravenna	ITL	4.500.000.000	Ambiente Soci terzi	15,00 85,00
All'estero					
Lusitaniagas - Companhia de Gas de Centro SA	Aveiro (Portogallo)	PTE	4.100.000.000	Italgas Soci terzi	10,59 89,41

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Raffinazione e Marketing					
In Italia					
Consorzio per il Giurista di Impresa Scarl	Genova	ITL	134.000.000	AgipPetroli Soci terzi	14,93 85,07
All'estero					
Austrogas Ceh	Quito (Ecuador)	USD	308.534,64	Agip Ecuador SA Soci terzi	14,55 85,45
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	AgipPetroli Int. Soci terzi	16,33 83,67
Depot Petrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	FRF	25.678.500	Agip Française Soci terzi	13,77 86,23
Gastrader SA	Ciudad do Ushuaia (Argentina)	ARS	6.000	AgipPetroli Int. Soci terzi	16,67 83,33
Hydranten Betrebs Gesellschaft	Francoforte (Germania)	DEM	66.296.811	Agip Deutschland Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	AgipPetroli Int. Soci terzi	12,25 87,75
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression	Ginevra (Svizzera)	CHF	420.000	Agip (Suisse) Soci terzi	14,29 85,71
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	AgipPetroli Int. Soci terzi	11,98 88,02
Petrolchimica					
In Italia					
Industria Acqua Siracusana SpA	Siracusa	ITL	200.000.000	EniChem AgipPetroli Agricoltura (in liquidaz.) Soci terzi	9,00 5,00 1,00 85,00
Altre attività					
Altre società					
In Italia					
Caltanissetta ScpA	Caltanissetta	ITL	626.000.000	EniSud Soci terzi	12,78 87,22
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	ITL	1.000.000.000	EniSud Soci terzi	15,00 85,00
All'estero					
Pacific Solar Pty	Sydney (Australia)	AUD	75.243.857	Eurosolare Soci terzi	15,15 84,85

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Denominazione	Sede	Settore	Causale
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO INTEGRALE			
Imprese incluse (n. 46)			
Adriaplin Doo	Lubiana	Gas Naturale	Rilevanza
Agip Australia BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Australia Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Australia 91-13 Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip (BBH) Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip (BBI) Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip (BB) Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip (BBOH) Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Birch Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Elgin/Franklin Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Energy BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Exploration & Production Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Forties Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Investments Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Costituzione
Agip North Sea Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Oil US Llc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Costituzione
Agip (UKCS) Ltd (*)	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Agip Ventures Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Canada Ltd	Calgary - Alberta	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Deepwater Llc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Expro Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo (Jersey) Ltd	St. Helier	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Marketing Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Oil and Gas Canada Ltd	Calgary - Alberta	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Oil & Gas (Nederland) BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Oil & Gas Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Oil Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Petroleum Inc	Houston	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Pipeline Llc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
British - Borneo Ventures International BV	*Amsterdam*	*Esplorazione e Produzione*	*Acquisizione*
British - Borneo Zoca 95-18 Ltd	St. Helier	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Brupex Holdings Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Brupex Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	Gas Naturale	Acquisizione del controllo
Energia Sicilia Srl	Siracusa	Gas Naturale	Acquisizione
Eni Portugal Invesment SpA	San Donato Milanese	Raffinazione e Marketing	Costituzione
EniPower SpA	San Donato Milanese	Generazione Elettrica	Rilevanza
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	Altre attività	Rilevanza
Hireswitch Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	Gas Naturale	Acquisizione del controllo
Italgas Hellas SpA	Torino	Gas Naturale	Costituzione
Petrolig Srl	Genova	Raffinazione e Marketing	Rilevanza
Petroven Srl	Genova	Raffinazione e Marketing	Costituzione
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo	Raffinazione e Marketing	Rilevanza
Slim Sicilia SpA	Siracusa	Gas Naturale	Acquisizione

(*) Imprese derivanti dall'acquisizione della British - Borneo Oil & Gas Plc che hanno modificato la denominazione sociale nel corso dell'anno

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Imprese escluse (n. 12)			
Agip (Côte d'Ivoire) SA	Abidjan	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip do Brasil	San Paolo	Raffinazione e Marketing	Fusione
Agip Eritrea BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip Eritrea Sh Co	Asmara	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip (Ethiopia) Sh Co	Addis Abeba	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip Perù BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip (Kenia) Ltd	Nairobi	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip (Uganda) Ltd	Kampala	Raffinazione e Marketing	Cessione
EniChem Japan Ltd	Tokyo	Petrolchimica	Cessione
Euron SpA	San Donato Milanese	Raffinazione e Marketing	Fusione
PT Saipem Indonesia	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Temars SpA	Milano	Altre attività	Fusione
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO PROPORZIONALE			
Imprese incluse (n. 4)			
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	Ingegneria	Rilevanza
European Marine Contractors Llc	Delaware	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Saibos Fze	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Upstream Constructors International Fzco	Jebel Ali	Costruzioni e perforazioni	Costituzione

ALLEGATO ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE

Agip SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 marzo 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 58.638.000 lire che residua in 24.881.865 lire dopo la copertura della perdita di 33.756.135 lire deliberata dall'Assemblea del 30 settembre 1999 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 luglio 1999 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 6 novembre 2000, l'Amministratore unico ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,51 euro, attribuendo la differenza di conversione di 2.583 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 399.800 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 99,95% del capitale sociale di 204.000 euro.

Agip Exploration BV - Amsterdam
L'Assemblea del 5 giugno 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 328.400.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato altresì un aumento del capitale fino a 430.000.000 di dollari USA.

L'Eni SpA, nel mese di dicembre, ha versato 290.000.000 di dollari USA di cui 31.661.378 a titolo di capitale e 258.338.622 a titolo di sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è variata da n. 2.500.003 azioni a n. 10.000.003 azioni del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.030 fiorini olandesi.

Agip International BV - Amsterdam
L'Assemblea del 4 maggio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 1.049.274.000 dollari USA e ha deliberato di riportare a nuovo l'utile che residua in 191.274.000 dollari USA dopo la distribuzione nel corso del 2000 di acconti sui dividendi di 858.000.000 di dollari USA.

L'Assemblea del 19 dicembre 2000 ha deliberato la distribuzione di dividendi a valere sugli utili portati a nuovo di 77.000.000 di dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 27 dicembre 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in n. 102.150.885 azioni ordinarie del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 100% del capitale sociale di 1.021.508.850 fiorini olandesi.

Agip Investments Plc - Londra
In data 18 dicembre 2000 è stata costituita per l'acquisto della Lasmo Plc la società Agip Investments Plc, con un capitale sociale di 50.000 lire sterline.

L'Eni SpA ha sottoscritto in pari data n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,998% del capitale sociale.

Agip Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 marzo 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 180.189.286 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 16 giugno 2000 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 aprile 2000 che chiude con la perdita di 169.386.836 lire e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 411.143.149 lire mediante la riduzione del capitale sociale da 600.000.000 di lire a 188.858.000 lire con l'annullamento di n. 205.571 azioni del valore nominale di 2.000 lire e il versamento in contanti della parte residua di 1.149 lire; l'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 600.000.000 di lire mediante emissione di n. 205.571 nuove azioni e di aumentare il capitale sociale da 600.000.000 di lire a 1.600.000.000 di lire mediante emissione di n. 500.000 nuove azioni ordinarie del valore nominale di 2.000 lire. L'Eni SpA, in pari data, ha versato la somma di 1.138 lire a copertura della perdita, ha sottoscritto n. 698.515 azioni versando la somma di 407.030.000 lire per la ricostituzione del capitale sociale e la somma di 297.000.000 di lire corrispondente ai 3/10 dell'aumento del capitale sociale da 600.000.000 di lire a 1.600.000.000 di lire.

Il Consiglio di amministrazione del 6 novembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 2.000 lire a 1,03 euro, attribuendo la differenza di conversione di 2.331 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 792.000 azioni del valore nominale di 1,03 euro, pari al 99% del capitale sociale di 824.000 euro.

Agip Petroleum Co Inc - Dover

L'Assemblea dell'11 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 19.485.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 21 dicembre 2000 ha deliberato l'aumento del capitale di 150.000.000 di dollari USA, sotto forma di sovrapprezzo azioni. L'Eni SpA ha versato 120.000.000 di dollari USA in data 27 dicembre 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

AgipPetroli SpA - Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 390.548.365.762 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 170.190.000.000 di lire, pari a 930 lire per azione, di attribuire 200.730.744.778 lire ad altre riserve e di portare a nuovo il residuo di 100.202.696 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2000.

Il Consiglio di amministrazione del 6 settembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 836.125 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 183.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.280.000 euro.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo

L'Assemblea del 19 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 1.322.923.561 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 6 novembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro, attribuendo la differenza di conversione di 5.483 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'88,4885% del capitale sociale di 6.192.000 euro.

Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) - Milano

L'Assemblea del 18 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 42.466.274 lire e ha deliberato la copertura delle perdite portate a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in n. 39.998 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 99,995% del capitale sociale di 400.000.000 di lire.

Consorzio Eni Acqua - Roma

L'Assemblea del 22 febbraio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude in pareggio.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 3.000.000 di quote del valore nominale di 1 lira, pari al 15% del fondo consortile di 20.000.000 di lire.

EniChem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 1.069.815.727.071 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 18 dicembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 352 lire a 0,18 euro attribuendo la differenza di conversione di 22.858.563 euro a riserva legale.

Nel corso del 2000 l'Eni SpA ha acquistato da terzi 110.235 azioni per il corrispettivo complessivo di 20.866 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 8.938.624.441 azioni del valore nominale di 0,18 euro, pari al 70,10686% del capitale sociale di 2.295.000.000 di euro.

EniComunicazione SpA - Roma

L'Assemblea del 20 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 5.977.579.053 lire e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 11.272.431.436 lire mediante riduzione del capitale sociale da 38.000.000.000 di lire a 26.727.568.564 lire da attuarsi con la riduzione del valore nominale delle azioni da 10.000 a 7.033,57 lire. L'Assemblea ha inoltre deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 7.033,57 lire a 3,60 euro attribuendo la differenza di conversione di 123.637 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 3.799.995 azioni del valore nominale di 3,60 euro, pari al 99,99987% del capitale sociale di 13.680.000 euro.

EniData SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 maggio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 36.490.178.512 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 35.002.500.000 lire, pari a 10.770 lire per azione, e di attribuire la differenza di 145.692.766 lire ad altre riserve. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.250.375.000 lire in data 8 giugno 2000.

Il Consiglio di amministrazione dell'8 settembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 14.849 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 487.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 15% del capitale sociale di 16.770.000 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 583.622.758 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 2.502.586 azioni del valore nominale di 100.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 250.258.600.000 lire.

EniFormazione ScpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 135.260.057 lire e ne ha deliberato la parziale copertura mediante utilizzo della riserva statutaria per 49.942.223 lire, riportando a nuovo la perdita residua di 85.317.834 lire.

Il Consiglio di amministrazione del 14 novembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,51 euro attribuendo la differenza di conversione di 25.828 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 1.200.000 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 30% del capitale sociale di 2.040.000 euro.

Eni International Holding BV - Amsterdam

L'Assemblea del 14 febbraio 2000 ha deliberato di distribuire dividendi a valere sugli utili portati a nuovo di 49.500.000 dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 45.521.814 dollari USA in data 17 febbraio 2000.

L'Assemblea del 4 maggio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 901.562.483 dollari USA e ha deliberato di riportare a nuovo l'utile che residua in 621.776.325 dollari USA dopo la distribuzione nel corso del 1999 e del 2000 di acconti sui dividendi per 279.786.158 dollari USA.

L'Assemblea del 18 maggio 2000 ha deliberato di distribuire dividendi a valere sugli utili portati a nuovo di 129.973.971 dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 119.528.301 dollari USA nei mesi di maggio e giugno 2000.

L'Assemblea del 20 dicembre 2000 ha deliberato di distribuire dividendi a valere sugli utili portati a nuovo di 108.000.000 di dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 99.320.321 dollari USA in data 27 dicembre 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 83.374.227 quote del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 91,96325% del capitale sociale di 906.603.710 fiorini olandesi.

EniPower SpA - San Donato Milanese

In data 28 settembre 2000 l'Eni SpA ha acquistato dall'EniChem SpA 384.196.500 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 90% del capitale sociale di 426.885.000.000 di lire, al prezzo di 384.196.500.000 lire.

La società ha per oggetto l'acquisto, la produzione, la vendita, la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica e di prodotti accessori e complementari nonché la prestazione dei relativi servizi, nei modi e nei limiti previsti dalla normativa vigente.

L'Assemblea del 1° dicembre 2000 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 426.885.000.000 di lire a 568.035.000.000 di lire, con efficacia dal 1° gennaio 2001, con emissione di n. 141.500.000 azioni da 1.000 lire cadauna a fronte del conferimento in natura da parte dell'AgipPetroli SpA.

Il Consiglio di amministrazione del 19 dicembre 2000 ha deliberato, con efficacia dal 1° gennaio 2001, la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,51 euro attribuendo la differenza di conversione di 3.667.745 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 384.196.500 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 90% del capitale sociale di 426.885.000.000 di lire.

Enirisorse SpA (in liquidazione) - Roma
L'Assemblea del 18 maggio 2000 ha approvato il primo bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 274.223.926.191 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 10.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000.000 di lire.

Eni Servizi Amministrativi SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 18 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 703.049.075 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 10 ottobre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 2.284 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 300.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 60% del capitale sociale di 2.580.000 euro.

EniSud SpA - Roma
L'Assemblea del 12 maggio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 2.243.960.729 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 23 novembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 25.166 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 2.754.050 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 50% del capitale sociale di 28.421.796 euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 18 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 1.952.304.252 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.449.999.325 lire, pari a 50 lire per azione, e di imputare l'utile residuo di 354.689.811 lire a riserva disponibile. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 599.999.730 lire in data 3 maggio 2000.

L'Assemblea del 5 luglio 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando altre riserve per la differenza di conversione di 106.293 euro. L'Assemblea ha deliberato inoltre di modificare il valore nominale delle azioni da 0,52 euro a 1.000 euro da eseguirsi mediante raggruppamento delle azioni in base al rapporto di n. 13 azioni del valore nominale di 1.000 euro contro n. 25.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 6.240 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 40% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Eurosolare SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 9.200.076.538 lire. L'Eni SpA, in pari data, ha versato la somma di 13.265.379.342 lire in conto futuro aumento del capitale sociale.

Il Consiglio di amministrazione del 10 luglio 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando la riserva contributi a fondo perduto per la differenza di conversione di 70.862 euro.

L'Assemblea del 25 settembre 2000 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 luglio 2000, che chiude con la perdita di periodo di 1.672.413 euro e ha deliberato di coprire le perdite cumulate di 8.523.410 euro mediante utilizzo del versamento dell'Eni SpA di 6.850.997 euro e riduzione del capitale sociale da 10.400.000 euro a 8.800.000 euro con riduzione del valore nominale delle azioni da 0,52 euro a 0,44 euro e il versamento in contanti per la parte residua di 72.413 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 14.000.000 di euro mediante aumento del valore nominale delle azioni a 0,70 euro. L'Eni SpA, in pari data, ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale versando la somma di 5.199.974 euro e ha coperto la perdita residua di 72.413 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 19.999.900 azioni del valore nominale di 0,70 euro, pari al 99,9995% del capitale sociale di 14.000.000 di euro.

Iafe SpA - Castelgandolfo

L'Assemblea del 17 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 51.158.190 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 25 settembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando riserve per la differenza di conversione di 8.858 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 875.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 35% del capitale sociale di 1.300.000 euro.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 31.539.192.231 lire e ha deliberato, utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 40.500.000.000 di lire, pari a 1.350 lire per azione, riportando a nuovo l'utile residuo di 39.192.231 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.050.000.000 di lire in data 3 maggio 2000.

Il Consiglio di amministrazione del 28 settembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando riserve per la differenza di conversione di 106.293 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 3.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 10% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Rete Gas Italia SpA - San Donato Milanese

La società, costituita in data 15 novembre 2000 con capitale sociale di 100.000 euro, svolge l'attività di trasporto, dispacciamento e rigassificazione del gas naturale.

L'Eni SpA ha partecipato alla costituzione nella misura del 10% versando la somma di 10.000 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 10.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10% del capitale sociale di 100.000 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 38.014.030.475 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando gli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo unitario di 100 lire alle azioni ordinarie e di 130 lire alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 44.058.905.540 lire, e di imputare alla riserva per emissioni azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile il residuo di 147.300.000 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.794.812.600 lire in data 25 maggio 2000.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 57.948.126 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire pari al 13,16293% del capitale sociale di 440.237.300.000 lire.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 12 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 39.147.507 lire, che residua in 31.115.859 lire dopo la copertura della perdita di 8.031.648 lire deliberata dall'Assemblea del 28 maggio 1999 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 marzo 1999. La stessa Assemblea ha deliberato di coprire la perdita residua mediante utilizzo dell'utile portato a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 26 ottobre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando riserve per la differenza di conversione di 14.172 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Sicco SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 maggio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 919.172.541 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 30 ottobre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 457 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 16.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 16% del capitale sociale di 516.000 euro.

Snam SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 2.591.813.637.465 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.289.350.000.000 di lire, pari a 1.055 lire per azione e di attribuire la differenza ad altre riserve. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.289.349.934.590 lire in data 15 maggio 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 2.169.999.938 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,99999% del capitale sociale di 2.170.000.000.000 di lire.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 101.704.040.254 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 84.780.000.000 di lire, pari a 4.239 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 11.838.838.241 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 67.824.000.000 di lire in data 5 maggio 2000.

Il Consiglio di amministrazione del 22 giugno 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 91.380 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 16.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'80% del capitale sociale di 103.200.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 14.829.179.383 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 9.192.635.452 lire, pari a 126 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 126.045.368 lire.

L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 9.189.148.224 lire, in data 26 aprile 2000.

Il Consiglio di amministrazione del 12 giugno 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro, utilizzando riserve per la differenza di conversione.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 73.040.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96207% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 53.840.059.671 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 50.993.508.900 lire, pari a 310 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 154.547.787 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 39.488.061.640 lire in data 15 maggio 2000.

Il Consiglio di amministrazione dell'11 settembre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando riserve per la differenza di conversione di 582.823 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 127.380.844 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 77,43743% del capitale sociale di 85.537.498,80 euro.

Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA - Ragusa
L'Assemblea del 10 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 13.185.723.750 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.000.000.000 di lire, pari a 250.000 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 144.927.873 lire.

L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 4.500.000.000 di lire, in data 26 aprile 2000.

Il Consiglio di amministrazione del 12 ottobre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 91 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 18.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 90% del capitale sociale di 103.200 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese
La società, costituita in data 15 novembre 2000 con capitale sociale di 100.000 euro, svolge l'attività di stoccaggio di gas naturale.

L'Eni SpA ha partecipato alla costituzione nella misura del 90% versando la somma di 90.000 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di 90.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 90% del capitale sociale di 100.000 euro.

Tecnomare SpA - Venezia
L'Assemblea del 14 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con l'utile di 1.600.040.587 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di amministrazione del 26 luglio 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 1.828 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 180.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 45% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

IMPRESE COLLEGATE

Albacom SpA - Roma
L'Assemblea del 26 luglio 2000 ha approvato il bilancio al 31 marzo 2000 che chiude con la perdita di 224.971.948.011 lire e ha deliberato la copertura delle perdite cumulate di 280.731.073.842 lire mediante la riduzione del capitale sociale da 543.423.000.000 di lire a 262.883.000.000 di lire da eseguirsi mediante annullamento di 2.805.400 azioni da 100.000 lire cadauna, l'utilizzo della riserva legale per 174.240.714 lire e per la parte residua di 16.833.128 lire mediante versamento da parte degli azionisti di un sovrapprezzo di 6,0002595 lire per azione.

L'Assemblea ha inoltre deliberato la ricostituzione del capitale sociale a 543.423.000.000 di lire mediante emissione di n. 2.805.400 azioni del valore nominale di 100.000 lire maggiorate del sovrapprezzo di 6,0002595 lire per azione.

L'Eni SpA, in data 1° agosto 2000, ha sottoscritto n. 981.890 azioni del valore nominale di 100.000 lire, versando a liberazione delle stesse, la somma di 98.194.891.595 lire.

L'Assemblea del 21 dicembre 2000 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 ottobre 2000 che chiude con la perdita di 230.131.900.000 lire e ha deliberato la copertura mediante riduzione del capitale sociale da 543.423.000.000 di lire a 313.291.100.000 lire da eseguirsi mediante annullamento di 2.301.319 azioni. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 543.423.000.000 di lire mediante emissione di n. 2.301.319 azioni del valore nominale di 100.000 lire. L'Eni SpA in pari data ha sottoscritto n. 805.462 azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 80.546.200.000 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in 1.901.980 azioni del valore nominale di 100.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 34,99999% del capitale sociale di 543.423.000.000 di lire.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 23 febbraio 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1999 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 1.000.000 di lire, pari al 50% del capitale sociale di 11.000.000.000 di lire.

Leag SpA (in liquidazione) - Mosca

La partecipazione nella società è rimasta immutata in n. 60 azioni del valore nominale di 5.640.000 rubli, pari al 30% del capitale sociale di 1.128.000.000 di rubli.

Thetis SpA - Venezia

L'Assemblea degli azionisti del 14 aprile 2000 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1999 che chiude con la perdita di 1.157.616.965 lire e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva fondo contributi in conto capitale ex art. 55 TUIR.

L'assemblea degli azionisti del 3 ottobre 2000 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 100.000 lire a 51,65 euro utilizzando la riserva straordinaria per la differenza di conversione di 524,80 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2000 è di n. 32.202 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 26,44689% del capitale sociale di 6.288.955,65 euro.

PAGINA BIANCA

ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI)

ESERCIZIO 2001

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ Per il terzo anno consecutivo l'Eni ha conseguito un utile netto record (7.751 milioni di euro). Anche escludendo le componenti non ricorrenti (+1.994 milioni di euro), nonché l'attribuzione ai terzi azionisti dell'utile di competenza di Snam Rete Gas (+232 milioni di euro), l'utile netto (5.989 milioni di euro) si colloca su livelli superiori (+3,2%) rispetto a quello dell'esercizio 2000 (5.804 milioni di euro) nonostante un contesto economico recessivo che ha determinato la marcata flessione del prezzo del petrolio, dei margini di raffinazione, nonché dei prezzi e della domanda di prodotti petrolchimici.

■ In considerazione dei risultati conseguiti, dell'effetto rilevante delle plusvalenze, nonché delle azioni proprie in portafoglio, l'Eni ha deciso di attribuire ai propri azionisti un dividendo, anche questo record, di 0,75 euro per azione con un incremento del 7,7% rispetto al 2000.

■ Il titolo Eni, con un rialzo di circa il 20% dall'inizio del 2001 a fine marzo 2002, ha conseguito la migliore performance borsistica tra quelle delle maggiori compagnie petrolifere quotate, grazie ai risultati ottenuti e alla solidità e alla coerenza della strategia di crescita decisa dal management. Nel marzo 2002 il titolo Eni ha raggiunto il massimo storico: 16,87 euro.

■ La produzione giornaliera media di idrocarburi ha raggiunto nell'esercizio 1.369 mila boe con un aumento del 15,3% grazie al contributo dell'acquisizione della Lasmo e alla crescita per linee interne che ha parzialmente compensato la flessione connessa ai declini. Nel febbraio 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.466 mila boe. La crescita del 15,3% proietta l'Eni verso il traguardo della produzione giornaliera di 1,7 milioni di boe, raggiungibile attraverso lo sviluppo degli asset in portafoglio, programmata per il 2005.

■ La nomina a Operatore unico per lo sviluppo del campo di Kashagan nell'offshore kazako, l'avvio del più importante progetto di sviluppo nell'offshore dell'Africa Occidentale (Kizomba A), i contratti con la società di Stato iraniana per lo sviluppo dei giacimenti petroliferi di Darquain e Balal, nonché l'accordo in Russia per l'esplorazione e lo sviluppo di un'area a elevato potenziale minerario alla foce del fiume Volga, si inquadrano nella strategia di sviluppo internazionale dell'upstream volta a rafforzare la presenza dell'Eni nei bacini minerari chiave.

■ Il collocamento sul mercato di Snam Rete Gas che gestisce la rete di trasporto dell'Eni in Italia ha avuto pieno successo. Il collocamento ha riguardato il 40,24% del capitale della società con un incasso di 2,2 miliardi di euro.

■ Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stata completata la posa della prima delle due condotte del gasdotto Blue Stream attraverso il quale entro la fine del 2002 sarà avviato il trasporto dei volumi di gas di provenienza russa destinati al mercato della Turchia.

■ Nella generazione elettrica l'Eni sta realizzando il suo programma di incrementare la capacità installata di circa 3.800 megawatt presso i propri siti industriali.

■ Gli accordi sulla cessione di 516 stazioni di servizio della rete di distribuzione carburanti in Italia, sul progetto di riassetto del polo petrolifero di Priolo, nonché la cessione di 1,6 milioni di tonnellate/anno di capacità di raffinazione si inquadrano nella strategia di riqualificazione della presenza in Italia nel downstream petrolifero. Parallelamente è proseguita la strategia di sviluppo selettivo all'estero con l'acquisto di stazioni di servizio e di asset di logistica in Francia e Brasile, nonché il sostanziale completamento dell'uscita dalle aree geografiche marginali.

■ Le azioni di contenimento dei costi hanno consentito di ottenere risparmi complessivi di 475 milioni di euro che hanno portato a 1,2 miliardi di euro la riduzione complessiva registrata nel triennio 1999-2001, corrispondente al 40% del target di 3 miliardi di euro programmato per il 2005.

■ Nell'ambito del programma di acquisto di azioni proprie, nel 2001 sono state acquistate 110 milioni di azioni per il corrispettivo di 1.494 milioni di euro (in media 13,58 euro per azione).

Principali dati economici e finanziari

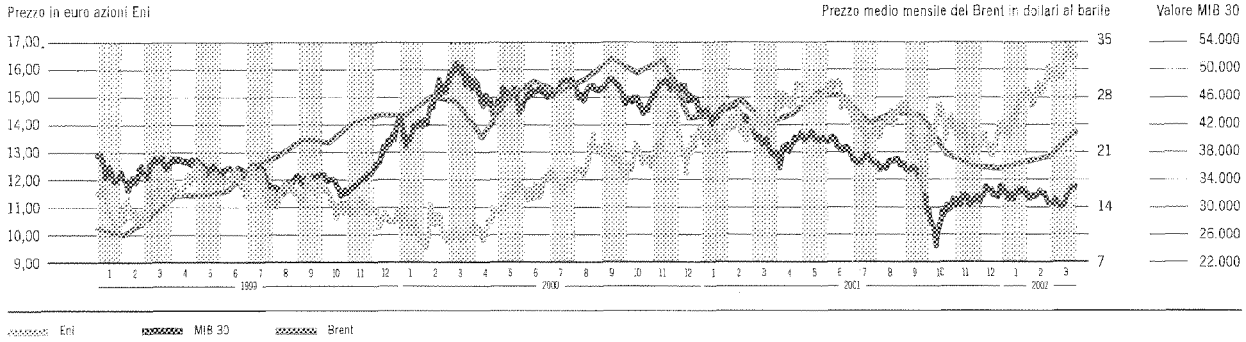
(dati in €)

	1997	1998	1999	2000	2001
Ricavi	31.969	28.341	31.008	47.938	**48.925**
Utile operativo	5.345	3.810	5.480	10.722	**10.396**
Utile netto	2.643	2.328	2.852	5.771	**7.751**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	6.515	6.864	8.248	10.583	**8.146**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.169	5.152	5.483	5.431	**6.577**
Investimenti in partecipazioni	152	412	114	4.364	**4.664**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	16.244	17.390	19.749	24.073	**29.189**
Indebitamento finanziario netto	8.060	7.078	6.287	7.242	**9.888**
Capitale investito netto	24.304	24.468	26.036	31.815	**39.077**
Dividendo (euro per azione)	0.289	0.310	0.362	0.424	**0,750**
Pay-out (%)	43.6	53.2	50.6	28.8	**37,0**
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	12.2	10.7	12.5	21.6	**24,0**
Leverage	0.50	0.41	0.32	0.32	**0,34**

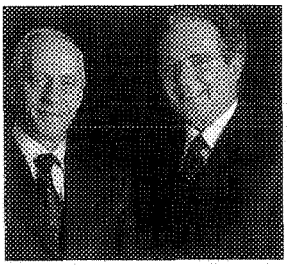
Principali dati operativi

	1997	1998	1999	2000	2001
Riserve certe di idrocarburi (milioni di boe)	5.073	5.255	5.504	6.008	**6.929**
Vita utile residua delle riserve (anni)	13.6	13.4	14.0	14.0	**13,7**
Produzione giornaliera di idrocarburi (migliaia di boe)	1.001	1.038	1.064	1.187	**1.369**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Italia (miliardi di metri cubi)	53.10	55.64	60.13	58.92	**58,89**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Europa per l'Italia (miliardi di metri cubi)				1.28	**3,01**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria sul mercato europeo (miliardi di metri cubi)	0.04	0.05	0.05	0.05	**0,06**
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero (miliardi di metri cubi)	2.29	2.73	2.67	2.48	**3,91**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	8.07	9.97	11.29	14.70	**16,76**
Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)				4.766	**4.987**
Produzione in conto proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	36.43	40.10	38.51	38.39	**37,78**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	84	103	96	94	**97**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	51.60	54.19	51.82	53.46	**53,24**
Stazioni di servizio (numero)	12.756	12.984	12.489	12.085	**11.707**
Erogato medio per stazione di servizio (migliaia di litri/anno)	1.463	1.512	1.543	1.566	**1.621**
Produzioni della Petrochimica (migliaia di tonnellate)	8.067	8.294	8.298	8.532	**7.830**
Vendite della Petrochimica (migliaia di tonnellate)	6.133	6.537	5.622	5.016	**5.233**
Ordini acquisiti (milioni di euro)	3.849	3.242	2.588	4.709	**3.716**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (milioni di euro)	5.163	4.931	4.438	6.638	**6.937**
Dipendenti (numero)	81.178	78.906	72.025	69.969	**70.948**

ENI E MIB 30 - 4 GENNAIO 1999 - 22 MARZO 2002



LETTERA AGLI AZIONISTI



Gian Maria Gros-Pietro
Presidente

Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Signori Azionisti,

per il terzo anno consecutivo l'Eni ha conseguito un utile netto record, 7,7 miliardi di euro, superiore del 34,3% rispetto all'utile del 2000. Anche escludendo le componenti non ricorrenti e l'attribuzione ai terzi azionisti dell'utile di competenza di Snam Rete Gas, l'incremento dell'utile del 3,2% colloca l'Eni ai vertici della classifica delle grandi compagnie petrolifere. Il ritorno sul capitale investito (ROACE), pari al 24%, è aumentato di 2,5 punti percentuali; il rapporto tra indebitamento e capitale proprio registra un aumento molto contenuto (0,34 contro 0,32), pur in presenza di investimenti in immobilizzazioni tecniche e in partecipazioni che hanno raggiunto il livello record di 11,2 miliardi di euro.

I risultati del 2001

In considerazione dei risultati conseguiti e dell'effetto rilevante delle plusvalenze, il Consiglio di amministrazione propone a questa Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo, anche questo record, di 0,75 euro per azione con un incremento del 77% rispetto all'anno precedente.

La produzione giornaliera di idrocarburi ha raggiunto il quantitativo di 1.369 mila barili di petrolio equivalente, con un aumento del 15,3% sull'anno precedente. La ricostituzione delle riserve certe è stata del 282%. La vita utile residua delle riserve certe al 31 dicembre 2001 è di 13,7 anni.

Il collocamento in borsa del 40,24% del capitale di Snam Rete Gas, tappa importante nel processo di apertura del mercato del gas, è stato un successo pur in un contesto generale non favorevole. L'incasso è stato di 2,2 miliardi di euro. Nonostante la modesta crescita dei consumi nazionali dovuta alla debolezza della congiuntura, le vendite della distribuzione primaria (62 miliardi di metri cubi) sono aumentate dell'1,2%. Sul fronte dell'espansione internazionale, è stata posata la prima linea ed è attesa entro il primo semestre 2002 la conclusione della posa della seconda del gasdotto sottomarino Blue Stream. L'avvio del trasporto del gas di provenienza russa destinato alla vendita sul mercato turco è previsto a fine 2002.

È proseguita l'attuazione del programma di riposizionamento strategico della presenza in Italia nel marketing di prodotti petroliferi mediante la cessione di oltre 500 stazioni di servizio e la chiusura di circa 600; la rete portante è stata ulteriormente potenziata con l'apertura di 28 nuove unità e 53 punti ristoro con marchi di fama nazionale e internazionale. Queste azioni, passi importanti verso la realizzazione di un modello europeo di rete di distribuzione dei carburanti, si sono tradotte nell'aumento del 5% dell'erogato medio per stazione di servizio. L'obiettivo di conseguire una struttura più equilibrata e coerente con la capacità di assorbimento dei mercati di sbocco ha portato alla cessione a terzi di quote di capacità corrispondenti a 1,6 milioni di tonnellate/anno e alla riduzione delle lavorazioni presso raffinerie di terzi.

Nella Petrolchimica è stato concluso l'accordo con la Dow Chemical per la cessione del business Poliuretani e l'acquisto del 50% della Polimeri Europa, già partecipata al 50%. A questa società nel gennaio 2002 sono state conferite le attività chimiche costituite dai business "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri", nonché centri di ricerca e un organico di circa 6.100 persone; sono stati esclusi gli impianti che presentano criticità gestionali. Il conferimento ha attribuito alle attività legate al ciclo dell'etilene coerenza e consistenza di business integrato in modo da costituire oggetto di importanti trattative per la cessione di quote significative della Polimeri Europa nella sua nuova configurazione.



Eni, Consiglio di amministrazione seduti (da sinistra verso destra): Marco Giuseppe Cattaneo, Alberto Ulì, Umberto Colombo, Renzo Costi, Luigi De Paoli, Domenico Siniscalco, Giulio Marcello Sapelli, in piedi (da sinistra verso destra): Gian Maria Gros Pietro, Fabrizio Mancato

Eni, Collegio sindacale (da sinistra verso destra): Luigi Biscozzi, Filippo Duodo, Riccardo Perotta, Andrea Monorchio, in piedi, Mario Siva, (ultimo a destra) Nicola Saita, magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo

Questi risultati sono stati realizzati in un contesto economico, meno favorevole dell'anno precedente, caratterizzato dalla marcata flessione del prezzo del petrolio, dei margini di raffinazione, della domanda e dei prezzi dei prodotti petrolchimici.

I risultati del 2001 dimostrano la capacità dell'Eni di creare valore anche negli anni di congiuntura non favorevole e la sua determinazione a identificare e realizzare risposte adeguate rispetto all'evoluzione sempre più complessa della domanda di energia nelle diverse regioni del mondo. Le performance raggiunte sono frutto delle profonde trasformazioni nel modo di essere e di operare dell'Eni attuate nell'ultimo triennio. Alla loro base vi è il progressivo conseguimento, in diversi casi anticipato rispetto alle scadenze prefissate degli obiettivi, del Piano 2000-2003 che ha segnato la svolta strategica della Società chiudendo la necessaria fase di risanamento e di ristrutturazione e promuovendo il ritorno dell'Eni alla crescita, alla sua vocazione originaria di compagnia capace di creare valore aprendo strade nuove con l'innovazione e la cooperazione.

I risultati del triennio 1999-2001

I risultati del triennio dimostrano la validità delle scelte effettuate.

Dal 1999 al 2001 la produzione giornaliera di idrocarburi è cresciuta del 32% (da 1.038 a 1.369 mila barili di petrolio equivalente): incremento percentuale corrispondente a quello realizzato nel periodo 1991-1998. Le riserve certe di idrocarburi sono passate da 5.255 milioni a 6.929 milioni di barili di petrolio equivalente, con un incremento del 31,8%. La crescita è stata perseguita sia attraverso acquisizioni mirate di asset e società sia attraverso lo sviluppo interno. In Libia, a conclusione di un complesso iter negoziale iniziato nel

1996 con la firma degli accordi per il progetto di sviluppo del gas, è stato definito il contratto per lo sfruttamento dei giacimenti a gas, olio e condensati di Wafa e della struttura C del permesso offshore NC-41 con riserve recuperabili in quota Eni di oltre un miliardo di barili di petrolio equivalente. Per la prima volta nella sua storia l'Eni ha lanciato sui mercati internazionali offerte pubbliche di acquisto: la British Borneo e la Lasmo sono state acquisite con un impegno finanziario complessivo di 6,6 miliardi di euro. L'integrazione delle strutture delle società acquisite con quelle dell'Eni ha consentito un arricchimento culturale e professionale delle risorse umane. È stato rafforzato il posizionamento strategico della società nei bacini chiave dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi: il Caspio, l'Iran, l'offshore profondo dell'Africa Occidentale. L'Eni si è confrontata con i principali competitor, acquisendo il ruolo di operatore nel grande progetto di Kashagan, con elevatissime aspettative minerarie.

L'Eni ha riposizionato la propria presenza in Italia nel nuovo contesto di apertura del mercato europeo del gas naturale costituendo una società per il trasporto e collocandola sul mercato. Facendo leva sulle proprie competenze e flessibilità operative, l'Eni ha concluso dal 1999 sette contratti di fornitura pluriennale di gas a importatori nazionali, che comporteranno a regime la vendita di 15 miliardi di metri cubi/anno. Consapevole della centralità del cliente consumatore di energia, l'Eni ha ridisegnato la strategia di marketing creando un'organizzazione commerciale in grado di rispondere al meglio alle richieste del mercato, promuovendo la fidelizzazione del cliente attraverso la formulazione di offerte personalizzate e facendo leva sui servizi a valore aggiunto. Sono stati avviati grandi progetti internazionali destinati a modificare il mercato europeo degli approvvigionamenti, a partire dal già citato Blue Stream e dal Green Stream, che collegherà Mellitah sulla costa libica alla Sicilia, per il trasporto di 8 miliardi di metri cubi/anno a regime (2005) di gas estratto dai giacimenti libici. È stata stabilita una solida presenza nella penisola Iberica acquistando una partecipazione strategica nella holding energetica portoghese GalpEnergia, concludendo un contratto di fornitura di lungo termine con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, e avviando l'attività di commercializzazione di gas in Spagna.

L'azione di ristrutturazione e ammodernamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia attraverso cessioni e chiusure di punti vendita (nel triennio circa 1.900), la costruzione di stazioni di servizio di grandi dimensioni e l'apertura di punti ristoro con marchi di forte richiamo ha consentito di migliorare la redditività e l'efficienza – l'erogato medio è aumentato in tre anni del 9% – avvicinando la rete dell'Eni al modello europeo caratterizzato dall'elevato grado di automazione degli impianti e dalla vasta gamma di prodotti e servizi offerti. È stato definito un accordo preliminare per la razionalizzazione delle raffinerie dell'Eni e della Erg localizzate a Priolo con l'obiettivo di costituire un polo efficiente in grado di competere sul mercato internazionale. All'estero è stata sviluppata la presenza nelle aree con interessanti prospettive di crescita, dove sono possibili sinergie logistiche (Brasile ed Europa Centro-Occidentale) ed è stato completato il disimpegno dalle aree marginali.

Sono state poste le premesse per la crescita futura: gli investimenti tecnici e in partecipazioni del triennio sono stati di 26,6 miliardi di euro, un ammontare pari a quello investito nei sei esercizi precedenti. L'incidenza degli investimenti all'estero è passata dal 51% del 1998 a circa il 75% del 2001.

La crescita è stata accompagnata da un processo di focalizzazione del business e di aumento dell'efficienza. Il peso dei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale sul capitale investito è passato dal 62% del 1998 al 78% del 2001. Sono stati ceduti asset con un incasso di 4,5 miliardi di euro e ottenuti risparmi di costi per 1,2 miliardi di euro snellendo le strutture e reingegnerizzando i processi.

L'obiettivo è stato quello di sviluppare la crescita di lungo termine dell'Eni assicurando al contempo agli azionisti una profittabilità adeguata nel breve termine.

È stata superata l'originaria configurazione dell'Eni quale holding di partecipazioni, completando la divisionalizzazione delle attività di Esplorazione e Produzione e Gas & Power (a quest'ultima è stata affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica) e programmando quella di Raffinazione e Marketing che viene proposta a questa Assemblea degli azionisti.

I risultati industriali e finanziari ottenuti dimostrano la stabile capacità di crescere, generare ricchezza e creare valore per gli azionisti e per tutti gli stakeholder intesi nell'accezione più ampia del termine (dipendenti, clienti, fornitori, partner commerciali e finanziari, collettività con cui l'Eni interagisce e comunità in cui opera).

La risposta dei mercati azionari testimonia la fiducia degli investitori nelle capacità dell'Eni di trovare le soluzioni migliori e più innovative ai cambiamenti esterni. L'Eni ha dimostrato con i fatti di saper realizzare le strategie annunciate; di saper raggiungere, e diverse volte anticipare, gli obiettivi programmati; di sapere e volere dar conto ai propri azionisti e a tutti gli stakeholder dei propri obiettivi e delle proprie azioni con la massima continuità, trasparenza e ampiezza di dettaglio. Nel corso del triennio l'Eni ha allineato il proprio modello organizzativo e il funzionamento dei suoi organi ai migliori standard internazionali di corporate governance. Nella ricerca condotta da una società specializzata sul grado di applicazione dei principi di corporate governance, l'Eni si è classificata al primo posto tra le società italiane.

I mercati e gli investitori hanno verificato l'affidabilità delle strategie e la credibilità delle enunciazioni dell'Eni. Il prestigio internazionale ne è risultato accresciuto in misura rilevante. Il titolo Eni con un rialzo di oltre il 40% nell'ultimo triennio ha conseguito la seconda migliore performance borsistica tra le grandi compagnie petrolifere quotate; la migliore, con un rialzo di oltre il 15%, da inizio 2002. Nel marzo 2002 il titolo ha raggiunto il record storico di 16,87 euro, tre volte il prezzo di collocamento del 1995 (5,42 euro).

Il futuro: strategie e obiettivi

I risultati conseguiti nel triennio costituiscono solide fondamenta per costruire una nuova fase di forte crescita che pur muovendosi in coerenza con quanto realizzato, punta a traguardi maggiormente ambiziosi resi possibili dalla forza e dal prestigio raggiunti dall'Eni.

L'Eni è ora in grado di affrontare le nuove sfide indotte dalle profonde mutazioni del mercato con una strategia che accentua le proprie capacità di innovazione e responsabilità a tutti i livelli dell'organizzazione. Il piano quadriennale 2002-2005 punta al conseguimento dei seguenti obiettivi:

- portare stabilmente l'Eni nel gruppo di testa delle compagnie petrolifere mondiali per dimensioni e profittabilità, dando ulteriore slancio a un percorso di crescita sia per vie interne, sia attraverso acquisizioni mirate di asset e società;
- rafforzare ulteriormente il posizionamento strategico conquistato sui mercati a più elevata crescita ed entrare in nuove aree caratterizzate da eccellenti opportunità nell'upstream e da mercati di sbocco prossimi alle riserve di idrocarburi;
- completare la trasformazione in compagnia energetica integrata concentrata sul core business del petrolio e del gas con una solida presenza internazionale e in grado di sfruttare in modo innovativo tutte le possibili sinergie;
- rafforzare la peculiare cultura di impresa basata sulla condivisione delle opportunità di sviluppo con i Paesi produttori, adeguando la presenza dell'Eni alla soluzione delle nuove problematiche che vanno emergendo dalla progressiva globalizzazione dei mercati;

- intensificare lo sviluppo selettivo delle tecnologie chiave che possono assicurare, anche nel lungo termine, una posizione di profittabilità e di competitività;
- migliorare continuamente il livello di efficienza, completando l'uscita dai business non core e, all'interno dei business strategici, cedendo le attività con redditività non soddisfacente quale strumento di gestione per compensare nel breve-medio periodo gli effetti di investimenti di rilevanti dimensioni con più elevato ritorno sul capitale, ma differito nel tempo.

L'Eni ha programmato di raggiungere nel 2005 la produzione giornaliera di oltre 1.700 mila barili di petrolio equivalente, con un incremento del 6% annuo, che sarà realizzato attraverso lo sviluppo degli asset che già sono in portafoglio. La crescita potrà risultare più aggressiva cogliendo le opportunità di acquisizione di asset e di società.

L'Eni intensificherà lo sviluppo internazionale delle attività Gas & Power e continuerà in Italia a fronteggiare le conseguenze del processo di apertura del mercato mantenendo i volumi di vendita e difendendo i margini. Le vendite nella distribuzione primaria sono previste crescere dai 62 miliardi di metri cubi nel 2001 a circa 87 miliardi nel 2005, con un incremento del 40% che farà leva interamente sul forte sviluppo delle vendite all'estero, in particolare in Europa e in America Latina, e sull'attività di commercializzazione a importatori italiani sfruttando i vantaggi competitivi posseduti a livello internazionale. Nelle attività di generazione elettrica lo sviluppo sarà perseguito come opportunità di valorizzazione delle disponibilità di gas naturale dell'Eni e di integrazione con le attività di commercializzazione del gas. Il programma di investimenti in questo settore, interamente per linee interne, è finalizzato a raggiungere nel 2005 una capacità installata di generazione di oltre 5 gigawatt.

Sarà completato il processo di riqualificazione della rete di distribuzione di carburanti in Italia, con una riduzione di circa il 50% dei punti vendita (da 8.351 di fine 2001 a 4.100 a fine 2005) attraverso cessioni, scambi e chiusure di impianti. La quota di mercato passerà da circa il 40% nel 2001 a circa il 30% nel 2005. L'erogato medio crescerà dagli attuali 1,6 milioni di litri/anno a 2,5 milioni, posizione di leadership sul mercato italiano. Sarà ulteriormente perseguito l'obiettivo di riduzione della capacità di raffinazione.

La concentrazione nel core business, la razionalizzazione del portafoglio, la reingegnerizzazione dei processi e la riduzione dei costi costituiranno le leve per il miglioramento del livello di efficienza complessivo e per il perseguimento dell'eccellenza operativa.

La strategia dell'Eni, inoltre, ridisegna il ruolo della ricerca scientifica e tecnologica con l'obiettivo di rendere sostenibili e incrementabili i vantaggi competitivi della compagnia e la sua intrinseca capacità di continuare a crescere e a espandersi nel mondo. Per queste ragioni, l'Eni ha selezionato quei temi di R&S che prospettano soluzioni e applicazioni industriali concrete in grado di rispondere a evoluzioni dei mercati di riferimento nel medio-lungo termine: dalle tecnologie di esplorazione e produzione a quelle concernenti l'upgrading dei greggi pesanti e dei residui di raffinazione (è in corso di realizzazione l'impianto pilota presso la raffineria di Taranto); dalle tecnologie gas-to-liquids (è stato avviato l'impianto pilota presso la raffineria di Sannazzaro) alla ricerca sul fronte delle fuel cells (partnership strategica con Haldor Topsøe); dal trasporto ad alta pressione e lunga distanza di gas naturale alla ricerca per il miglioramento della qualità ambientale dei prodotti e altri ancora. La stretta interrelazione tra R&S e attività/applicazione industriale consentirà di mirare l'allocazione di importanti risorse sui temi critici dello sviluppo prossimo dell'Eni. Al tempo stesso si punterà ad azioni di partnership su scala globale per presidiare temi di ricerca con potenziale impatto di più lungo termine. La realizzazione di questi obiettivi sarà sostenuta da un riassetto organizzativo dell'intero settore della R&S in grado di mettere a fattor comune esperienze, talenti e sinergie fino a oggi concentrati su temi settoriali.

L'Eni è nelle migliori condizioni per raggiungere questi obiettivi: le leve del successo sono la qualità delle persone e il prestigio riconosciutole nel mondo. Il Consiglio di amministrazione vuole ringraziare le donne e gli uomini che lavorano nell'Eni; è soltanto grazie alla loro competenza professionale, dedizione, capacità di affrontare il nuovo rivitalizzando continuamente i valori originari della compagnia che l'Eni è stata in grado di conseguire gli eccellenti risultati di questi ultimi anni.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente Gian Maria Gros-Pietro

L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

Roma 27 marzo 2002

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Presidente
Gian Maria Gros-Pietro (2)

Amministratore delegato
Vittorio Mincato

Amministratori
Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Umberto Colombo, Renzo Costi, Luigi De Paoli, Domenico Siniscalco, Giulio Marcello Sapelli

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

DIRETTORE GENERALE DELLA DIVISIONE GAS & POWER (4)
Luciano Sgubini

COLLEGIO SINDACALE (5)

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 (6)

Sostituto
Michael Sciascia (7)

SOCIETÀ DI REVISIONE (8)
PricewaterhouseCoopers SpA

I poteri del Presidente e dell'Amministratore delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee e del Compensation Committee sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) *Nominato dall'Assemblea il 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 Domenico Siniscalco è stato nominato con decreto 30 ottobre 2001 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, in sostituzione del Consigliere Mario Draghi che ha rassegnato le dimissioni il 1° ottobre 2001*

(2) *Nominato dall'Assemblea il 30 novembre 1999*

(3) *Nominato dal Consiglio di amministrazione il 14 novembre 2000*

(4) *Nominato il 30 gennaio 2002*

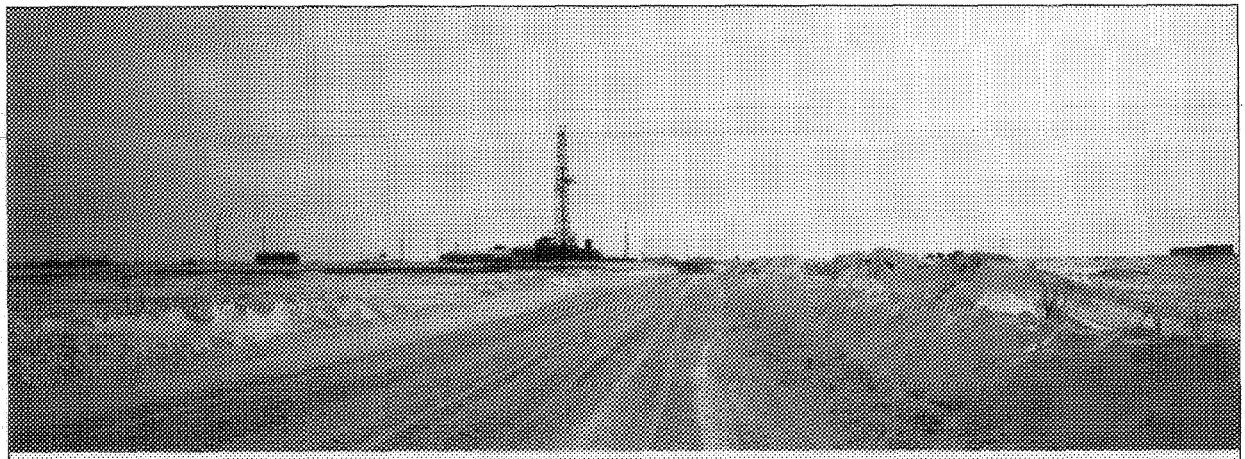
(5) *Nominato dall'Assemblea il 4 giugno 1999 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2001. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con decreto 21 maggio 1999 del Ministro del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

(6) *Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20-21 luglio 1999*

(7) *Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999*

(8) *Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio*

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE



■ La produzione giornaliera media di idrocarburi ha raggiunto nell'esercizio 1.369 mila boe con un aumento del 15,3% grazie sia al contributo dell'acquisizione della Lasmo sia alla crescita per linee interne che ha parzialmente compensato la flessione connessa ai declini. Nel febbraio 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.466 mila boe. La crescita del 15,3% proietta l'Eni verso il traguardo della produzione giornaliera di 1,7 milioni di boe, raggiungibile attraverso lo sviluppo degli asset in portafoglio, programmata per il 2005

■ In Kazakistan nel febbraio 2001 l'Eni è stata nominata Operatore unico del Production Sharing Agreement relativo al progetto "North Caspian Sea" nell'offshore kazako (quota Eni 14,28%). Il progetto rappresenta una iniziativa di grandissimo livello nell'industria petrolifera mondiale. Dopo la scoperta effettuata nel luglio 2000, nel corso del 2001 sono stati completati due ulteriori pozzi il cui esito ha confermato le elevatissime aspettative minerarie dell'area. A fine anno un terzo pozzo – secondo di appraisal – era in perforazione

■ È stato completato il processo di integrazione della Lasmo con il conseguimento su base annua di un beneficio stimato in circa 100 milioni di euro, superiore del 25% rispetto a quanto considerato nella valutazione di acquisto. La produzione di Lasmo nel 2001 (201 mila boe) è aumentata del 6% rispetto al 2000 ed è previsto che raggiunga 260 mila boe nel 2003

■ In Italia l'avvio in novembre dell'oleodotto Monte Alpi che trasporta il petrolio della Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto ha consentito di aumentare la produzione giornaliera della Val d'Agri a 45 mila barili

■ In Congo sono entrati in produzione i giacimenti offshore di Mwafi e Foukanda, il cui picco produttivo sarà di 17 mila barili/giorno nel 2003

■ In Angola nel Blocco 15 (quota Eni 20%) è stato avviato il progetto "Kizomba A" relativo allo sviluppo dei giacimenti offshore di Hungo e di Chocalho con riserve recuperabili di circa un miliardo di barili di petrolio. Il progetto, il più importante dell'offshore dell'Africa Occidentale, comporterà un investimento di circa 3,2 miliardi di dollari; la produzione, con avvio a fine 2004, raggiungerà il picco di 250 mila boe/giorno nel 2005

■ In Nigeria nel permesso OML 119 (operatore Eni con una quota del 100%) è stato avviato lo sviluppo dei giacimenti di Okono e di Okpoho che produrranno 16 mila barili/giorno nel 2005. Il campo di Okono ha iniziato a produrre in dicembre

■ In Iran sono stati conclusi con la società di Stato NIOC i contratti per lo sviluppo dei due giacimenti a olio di Darquain (operatore Eni con una quota del 60%) situato nell'onshore prospiciente il Golfo Persico e di Balal

(quota Eni 38,25%) situato nell'offshore del Golfo Persico. L'inizio delle produzioni è atteso nel 2003 per il primo giacimento e a fine 2002 per il secondo.

■ Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 137 milioni di euro

	1999	2000	milioni di € 2001
Ricavi	6.849	12.308	13.960
Utile operativo	2.834	6.093	5.984
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	536	811	757
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	262	416	67
Investimenti di sviluppo e di dotazioni patrimoniali	1.886	2.312	3.452
Investimenti in partecipazioni	10	2.512	4.149
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	7.773	7.341	7.533

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Kazakistan
Nel 2005 la produzione giornaliera del campo di Karachaganak in quota Eni raggiungerà circa 100 mila boe, con un incremento del livello produttivo attuale superiore al doppio

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2001 sono di 6.929 milioni di boe (petrolio e condensati 3.948 milioni di barili; gas naturale 2.981 milioni di boe), con un incremento di 921 milioni di boe rispetto al 2000, pari al 15,3%, a seguito: (i) delle nuove acquisizioni (764 milioni di boe), in particolare della Lasmo Plc ("Lasmo") con riserve certe di 739 milioni di boe e del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord con riserve certe di 18 milioni di boe; (ii) delle revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero (548 milioni di boe), in particolare in Kazakistan, Libia, Egitto, Nigeria e Norvegia; (iii) delle nuove scoperte ed estensioni (120 milioni di boe) in particolare in Italia, Azerbaigian, Nigeria, Stati Uniti e Regno Unito. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno e dalle cessioni (5 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 282% della produzione (226% media 1999-2001); il 142% (175% media 1999-2001) se si esclude l'effetto dell'acquisizione della Lasmo. La vita utile residua delle riserve è di 13,7 anni (14 anni nel 2000).

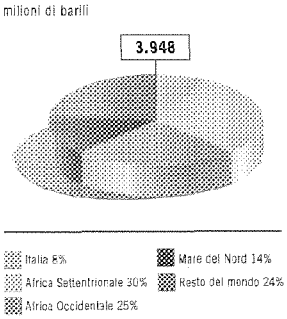
Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2001 sono di 2.314 milioni di barili di petrolio e condensati e 1.453 milioni di boe di gas naturale pari, rispettivamente, al 59 e al 49% del totale delle riserve certe di petrolio e condensati e di gas naturale (rispettivamente 52 e 48% al 31 dicembre 2000).

ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2001 consisteva in 1.250 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) localizzati in 41 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 317.283 chilometri quadrati (310.839 al 31 dicembre 2000), di cui 41.841 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (38.884 al 31 dicembre 2000). La superficie complessiva posseduta è diminuita in Italia di 3.628 chilometri quadrati e all'estero è aumentata di 10.072 chilometri quadrati. L'aumento all'estero è dovuto alle acquisizioni di titoli minerari principalmente in Indonesia, Pakistan, Marocco, Tunisia, Algeria, Taiwan, Turkmenistan e Regno Unito, a fronte dell'acquisizione della Lasmo, nonché in Senegal/Guinea Bissau, Australia, Iran e Nigeria. Rilasci si sono verificati in Italia, Brasile, Cina, Stati Uniti, Falklands, Irlanda, Libia e Mauritania.

Nel 2001 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 16.437 chilometri quadrati (7.486 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 15.042 (9.120 in quota Eni), con una riduzione rispetto al 2000 del 26% in quota Eni per le prime e un aumento del 203% in quota Eni per le seconde. L'incremento nelle prospezioni sismiche bidimensionali è connesso all'avvio di campagne di rilevazione sismica nei paesi di recente presenza quali Australia e Senegal/Guinea Bissau e in quelli di consolidata presenza quali Gabon e Italia.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 2001

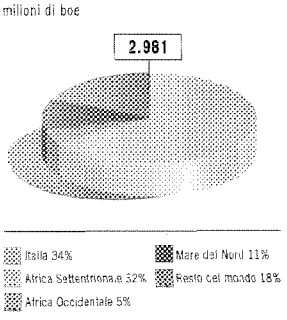


Sono stati ultimati 110 nuovi pozzi (47 in quota Eni), a fronte dei 95 (47 in quota Eni) del 2000. Il coefficiente di successo complessivo è stato del 36,5% (31,3% in quota Eni), a fronte del 33,3% (30,6% in quota Eni) del 2000.

Gli investimenti in ricerca esplorativa ammontano a 757 milioni di euro (811 nel 2000), di cui l'89% all'estero, con una diminuzione del 6,7% rispetto al 2000. Gli investimenti in Italia di 80 milioni di euro (156 nel 2000) hanno riguardato in particolare le aree dell'Italia Settentrionale e dell'Appennino Meridionale. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa di 677 milioni di euro (655 nel 2000) sono stati effettuati prevalentemente nelle aree "core" dell'Africa Settentrionale (in particolare Algeria ed Egitto), dell'Africa Occidentale (Nigeria, Congo e Angola), del Mare del Nord (Norvegia), dell'America Latina e del Mar Caspio e nelle aree di recente acquisizione (quelle di presenza Lasmo e British-Borneo e gli Stati Uniti).

Gli investimenti di sviluppo e di dotazioni patrimoniali ammontano a 3.452 milioni di euro (2.312 nel 2000), di cui l'83% all'estero, con un aumento del 49,3%. Gli investimenti in Italia (600 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri. Gli investimenti all'estero (2.852 milioni di euro) hanno riguardato principalmente lo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi in Kazakistan, Nigeria, Congo, Stati Uniti, Egitto, Angola e Regno Unito; gli investimenti di sviluppo effettuati sui campi acquisiti della Lasmo sono stati di 649 milioni di euro.

Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 2001

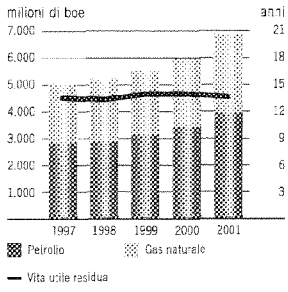


Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari, sia in fase esplorativa sia in fase di sviluppo e produzione, ammontano a 67 milioni di euro (416 nel 2000), di cui 34 milioni riferiti all'acquisto del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord, già posseduto al 47,48%, che ha consentito di aumentare le riserve recuperabili dell'Eni di 26 milioni di boe e la produzione giornaliera dell'esercizio di 3 mila boe. Gli altri investimenti hanno riguardato principalmente per 13 milioni di euro l'acquisto di 7 milioni di boe di riserve recuperabili in Italia e per 13 milioni di euro l'acquisto del 35% del giacimento Woollybutt in Australia con riserve recuperabili di 13 milioni di boe.

Gli investimenti tecnici complessivi, comprese le acquisizioni di titoli minerari ed escluse le acquisizioni di società, sono stati di 4.276 milioni di euro, con un aumento di 737 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 20,8%.

PRODUZIONE

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Nel 2001 la produzione giornaliera di idrocarburi (1.369 mila boe) è aumentata di 182 mila boe rispetto al 2000, pari al 15,3%. L'incremento è del 14% se si esclude la produzione utilizzata per l'autoconsumo[1]. Il contributo delle acquisizioni (204 mila boe) riguarda l'acquisizione della Lasmo (201 mila boe) e del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord (3 mila boe). La crescita interna è dovuta in particolare: (i) agli avvii di campi, principalmente nel Regno Unito, in Egitto (gas), Norvegia, Congo e Angola; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente in Nigeria e Norvegia, i cui effetti hanno parzialmente compensato i declini in Italia, Stati Uniti, Egitto (petrolio) e Congo. La quota di produzione estera sul totale raggiunge il 78% (71% nel 2000).

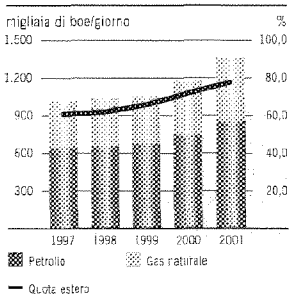
(1) A partire dal bilancio 2001 la produzione di gas utilizzata come autoconsumo, nei paesi in cui vi sia un mercato alternativo, è inclusa nelle produzioni. L'effetto nel 2001 è di 16 mila boe/giorno (15 mila nel 2000).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (857 mila barili) è aumentata di 109 mila barili, pari al 14,6%, a seguito del contributo dell'acquisizione della Lasmo (126 mila barili) e degli aumenti registrati all'estero (29 mila barili), in particolare: (i) in Nigeria per l'incremento di attività; (ii) nel Regno Unito a seguito dell'acquisto del 30% dei giacimenti del T-Block e dell'avvio dei campi di Elgin/Franklin; (iii) in Norvegia nei campi di Aasgard, Norne ed Ekofisk. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate: (i) in Italia (7 mila barili) a seguito in particolare del declino produttivo dei campi di Villafortuna e di Aquila, solo parzialmente compensato dalla crescita produttiva in Val d'Agri connessa all'entrata in esercizio nell'ultima parte dell'anno dell'oleodotto Monte Alpi che collega il centro olio di Viggiano alla raffineria Eni di Taranto; (ii) all'estero (39 mila barili), in particolare in Egitto nei campi di Belayim e Ashrafi, negli Stati Uniti nei campi di Europa e Morpeth, nonché in Kazakistan a seguito dell'interruzione temporanea della produzione dovuta al contenzioso di natura fiscale tra Russia e Kazakistan.

La produzione giornaliera di gas naturale (512 mila boe) è aumentata di 73 mila boe, pari al 16,6%. L'incremento è dovuto al contributo dell'acquisizione della Lasmo (75 mila boe) e agli aumenti all'estero (22 mila boe) registrati in particolare: (i) in Egitto per l'avvio di campi nella concessione di El Temsah nell'offshore del Delta del Nilo; (ii) in Nigeria per la crescita dei volumi di GNL trattati dall'impianto di Bonny (quota Eni 10,4%); (iii) in Norvegia per la crescita produttiva dei campi a gas di Aasgard e Norne. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate: (i) in Italia (17 mila boe) a seguito del declino dei campi di Porto Garibaldi-Agostino, Cervia-Arianna, Angela-Angelina e Barbara nell'offshore adriatico, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio dei campi di Naomi/Pandora, Camilla ed Emilio nell'offshore adriatico; (ii) all'estero (7 mila boe), essenzialmente negli Stati Uniti e in Kazakistan (in quest'ultimo per i motivi indicati in precedenza).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 499,7 milioni di boe (428 nel 2000), pressoché corrispondente alla produzione; i prelievi di gas naturale dallo stoccaggio di 9,1 milioni di boe (pari a 1,44 miliardi di metri cubi) sono stati compensati dai volumi di produzione

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



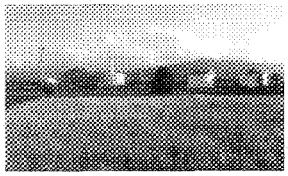
Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe al giorno)		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Italia	**1.477**	**1.389**	**1.315**	**358**	**333**	**308**
gas	1.149	1.093	1.005	270	257	239
olio	328	296	309	88	76	69
Africa Settentrionale	**1.849**	**1.929**	**2.122**	**269**	**306**	**317**
gas	778	890	951	48	79	89
olio	1.071	1.039	1.171	221	227	228
Africa Occidentale	**1.067**	**1.093**	**1.136**	**206**	**224**	**233**
gas	167	159	160	4	11	14
olio	900	934	976	202	213	219
Mare del Nord	**646**	**700**	**879**	**154**	**168**	**288**
gas	229	245	327	38	44	84
olio	417	455	552	116	124	204
Resto del mondo	**495**	**897**	**1.477**	**77**	**156**	**223**
gas	74	199	527	30	48	86
olio	421	698	950	47	108	137
Totale	**5.534**	**6.008**	**6.929**	**1.064**	**1.187**	**1.369**
gas	2.397	2.586	2.981	390	439	512
olio	3.137	3.422	3.948	674	748	857

(1) 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.

utilizzati per autoconsumo (6 milioni di boe), dai minori ritiri di idrocarburi rispetto alle quote di diritto (under lifting)[2] e dalle royalties in natura all'estero (2,4 milioni di boe), nonché all'aumento delle rimanenze di petrolio in Italia (0,7 milioni di barili). La produzione venduta di petrolio e condensati (311 milioni di barili) è stata destinata per il 68% al settore Raffinazione e Marketing (70% nel 2000). La produzione venduta di gas naturale (30,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 47% al settore Gas Naturale (54% nel 2000).

STOCCAGGIO



Val d'Agri
L'entrata in esercizio dell'oleodotto che collega il centro olio di Viggiano con la raffineria Eni di Taranto ha consentito di incrementare la produzione giornaliera a 45 mila barili

L'Eni dispone in Italia di un importante sistema di stoccaggio di gas naturale costituito da alcuni giacimenti semiesauriti utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale è stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario.

In ottemperanza all'articolo 21 comma 1 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che ha imposto la separazione societaria dell'attività di stoccaggio di gas naturale dalle attività di produzione e di vendita, l'Eni SpA e la Snam SpA hanno conferito il 31 ottobre 2001 i rispettivi rami di azienda relativi all'attività di stoccaggio alla Stoccaggi Gas Italia SpA, società costituita nel novembre 2000 e interamente controllata dall'Eni SpA; in particolare il conferimento ha riguardato 21,2 miliardi di metri cubi di gas naturale.

L'attuale sistema di stoccaggio è costituito da nove campi, otto dei quali situati nell'Italia Settentrionale, di cui uno non ancora operativo, e uno nell'Italia Centrale. Il servizio di stoccaggio è stato prestato fino al 31 marzo 2002 sulla base di tariffe stabilite e pubblicate dall'impresa di stoccaggio, in attesa della determinazione delle tariffe stesse da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas secondo quanto disposto dall'articolo 23 comma 5 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

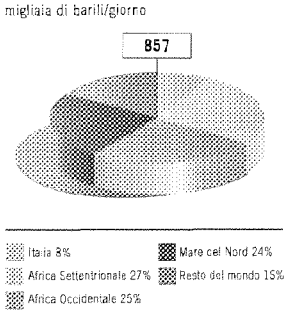
Il 4 marzo 2002 è stata pubblicata la Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 riguardante i "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" per il primo periodo di regolazione (1° aprile 2002-31 marzo 2006). In relazione a tali criteri, il 18 marzo la Stoccaggi Gas Italia ha formulato la propria proposta tariffaria per i servizi di stoccaggio di modulazione ciclica, minerario e strategico, con riserva di eventuali impugnazioni della citata Delibera.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Italia Sono stati perforati 11 pozzi (20 nel 2000), di cui 9,5 in quota Eni (16,8 nel 2000). È stata completata con successo la perforazione del pozzo onshore a olio Miglianico (quota Eni 100%), nel bacino di Pescara. Sono stati ottenuti risultati positivi con i pozzi a gas Fauzia (quota Eni 60%), nell'Adriatico Settentrionale, e Quarto 1 (quota Eni 66,7%) nella Val Padana.

Nel febbraio 2001 è stata ratificata l'unificazione delle concessioni Grumento Nova, Caldarosa e parte Sud Orientale di Volturino con quote di partecipazione provvisorie del 71% e del 29% rispettivamente per l'Eni SpA e l'Enterprise SpA.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 2001



È proseguito il piano di messa in produzione dei tre campi della Val d'Agri situati nella concessione unificata Grumento Nova (quota Eni 71%) e nella concessione Volturino (quota Eni 45%). A fine ottobre è entrato in funzione l'oleodotto "Monte Alpi" lungo 136 chilometri e con un diametro di 20 pollici che collega il centro olio di Viggiano con la raffineria Eni di Taranto. L'oleodotto è dimensionato per una capacità di trasporto a regime di 150 mila barili/giorno ed è stato realizzato con elevati standard di sicurezza e di tutela ambientale, nonché con l'adozione di tecniche antisismiche. La produzione del giacimento della Val

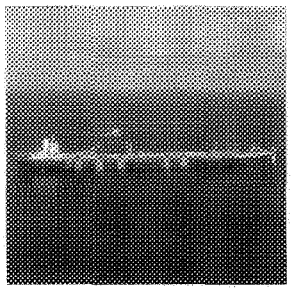
(2) Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

d'Agri a dicembre 2001 è stata di circa 45 mila barili/giorno e raggiungerà i 99 mila entro il 2003. Gran parte del petrolio sarà trattato nella raffineria Eni di Taranto; la parte restante sarà trattata da altre raffinerie italiane.

Sono stati avviati i campi a gas di Naomi/Pandora, Emilio, Camilla e Porto Corsini Mare Sud nell'offshore adriatico, con una produzione giornaliera di 1,3 milioni di metri cubi.

Sono state acquistate da una compagnia internazionale attività di esplorazione e produzione, situate prevalentemente nell'Italia Centro Meridionale, comprendenti quattro permessi di ricerca in terraferma e dieci concessioni di produzione a gas, di cui una offshore, dalle quali nel 2001 è stata ottenuta la produzione giornaliera in quota Eni di 102 mila metri cubi.

In data 6 marzo 2002, nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio, è stato concluso l'accordo con la TotalFinaElf per la cessione della quota di partecipazione del 25% posseduta nella concessione Gorgoglione, in Basilicata, dove è ubicato il giacimento di Tempa Rossa. L'efficacia dell'accordo è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità competenti.



Libia
Campo di Bouri,
nave di stoccaggio Sloug

Africa Settentrionale In *Algeria* è stata avviata la produzione di petrolio del campo HBN, dove l'Eni ha aumentato dal 25,5 al 34,63% la propria quota di partecipazione a seguito dell'acquisto della Lasmo, con un livello produttivo di 16 mila barili/giorno in quota Eni. Sono state effettuate due scoperte di idrocarburi con i pozzi EOR-1 nel permesso El Ouar II (ex Lasmo, quota Eni 66,67%), che ha prodotto in fase di test fino a 870 mila metri cubi/giorno e 3 mila barili/giorno, e con il pozzo Rome 1 nel Blocco 403d (quota Eni 100%) che ha prodotto in fase di test oltre 5 mila boe/giorno.

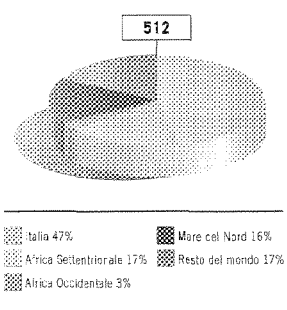
In *Egitto* continua lo sviluppo dei numerosi campi a gas scoperti nelle concessioni di Port Fouad, Baltim, El Temsah e Ras el Barr situate nell'offshore del Delta del Nilo a una profondità d'acqua che va da 20 a 80 metri. In particolare è stata avviata la produzione del campo a gas di Temsah NW, situato nell'omonima concessione, con una produzione giornaliera in quota Eni a fine esercizio di oltre 10 mila boe di gas e 4 mila barili di condensati. Nel primo trimestre 2002 è previsto l'avvio del giacimento di Port Fouad SE.

È stato concluso un accordo per la realizzazione di un impianto di produzione di NGL con un investimento complessivo di circa 320 milioni di dollari (quota Eni 33,33%). L'impianto, la cui costruzione inizierà nella prima parte del 2002, entrerà in esercizio nel 2004; le produzioni annuali sono previste in 330 mila tonnellate di LPG (butangas), 280 mila tonnellate di propano e un milione di tonnellate di condensati. Il propano sarà esportato; l'LPG e i condensati saranno venduti sul mercato locale.

In *Libia*, è stata completata con la perforazione di tre pozzi sottomarini la campagna di infilling nel campo a olio di Bouri che ha consentito di realizzare una produzione incrementale in quota Eni di circa 8 mila barili/giorno.

Nell'ambito del progetto di sviluppo del campo di Elephant nel permesso NC-174 (Eni operatore con una quota del 66,67%) è stato assegnato il contratto per la realizzazione delle Early Civil Facilities ed è in corso la valutazione delle offerte pervenute per l'assegnazione dei quattro contratti principali, di tipo EPC, per lo sviluppo del campo. L'entrata in produzione è prevista nella seconda metà del 2003.

Produzione di gas naturale per area geografica nel 2001

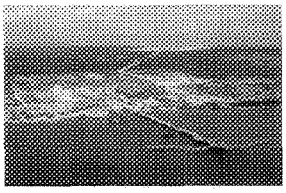


Nell'ambito dello sviluppo congiunto del giacimento a gas, olio e condensati di Wafa e della struttura C del permesso NC-41, nel gennaio 2002 è stato assegnato al Consorzio JVC Technimont-Sofregaz il contratto di tipo EPC "Wafa Desert and Coastal Plants". Il contratto, del valore di 1,2 miliardi di euro, prevede la progettazione e la costruzione di impianti di trattamento degli idrocarburi nei pressi della città di Mellitah. Nei prossimi mesi saranno assegnati altri cinque contratti di EPC per il completamento del progetto. Nel luglio 2001 sono iniziate le attività di perforazione dei pozzi del campo di Wafa.

È stata completata con esiti positivi la prima fase esplorativa delle aree Epsa 93 Unit A (quota Eni 100%) e Unit B (quota Eni 50%).

In *Tunisia* è stato completato lo sviluppo del campo a gas di Oued Zar (quota Eni 50%) che ha consentito di raddoppiare la produzione giornaliera a 3 mila boe (1,5 mila in quota Eni). È stata effettuata una scoperta a olio con il pozzo HDA N-1 (quota Eni 50%) che ha prodotto in fase di test oltre 2 mila barili/giorno. Il pozzo, satellite del campo di Hammouda, è stato immediatamente allacciato all'impianto di produzione esistente.

Africa Occidentale In *Angola* nel Blocco 15 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 350 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stato avviato lo sviluppo del progetto "Kizomba A", il più importante dell'offshore dell'Africa Occidentale. Il progetto prevede la messa in produzione dei due giacimenti di Hungo e Chocalho con riserve recuperabili di circa un miliardo di barili di petrolio a una profondità d'acqua compresa tra 1.000 e 1.300 metri mediante la costruzione di una piattaforma e l'installazione di una nave FPSO (Floating Production Storage and Offloading) che sarà la più grande al mondo, con una capacità di stoccaggio fino a 2,2 milioni di barili. L'investimento complessivo è stimato in circa 3,2 miliardi di dollari; la produzione, il cui avvio è previsto nel terzo trimestre 2004, raggiungerà nel 2005 il picco di 250 mila barili/giorno.



Nigeria - Terminale di Bonny
Sono stati assegnati i contratti per la realizzazione del 4° e 5° treno di trattamento del gas naturale con una capacità annua ciascuno di 5,2 miliardi di metri cubi

Sempre nel Blocco 15 sono state effettuate due nuove scoperte di petrolio con i pozzi Mavacola 1 che, perforato a una profondità d'acqua di 1.160 metri, ha erogato in fase di test oltre 2 mila barili/giorno e con il pozzo Marimba 2 – appraisal del pozzo di scoperta Marimba 1 – che, perforato a una profondità d'acqua di 1.270 metri, ha confermato l'estensione del giacimento e ha rinvenuto olio in una nuova formazione più profonda. Il test eseguito in questa formazione ha prodotto oltre 3 mila barili/giorno.

Nel Blocco 14 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 400 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stata avviata la terza fase di sviluppo del giacimento a olio di Kuito situato a una profondità d'acqua di 350 metri. Al completamento dei pozzi previsto nel marzo 2002, la produzione complessiva di Kuito sarà di 95 mila barili/giorno (16 mila in quota Eni). Sempre nel Blocco 14, è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo Tombua-1 che, perforato a una profondità d'acqua di 280 metri, ha erogato in prova circa 10 mila barili/giorno. Nel gennaio 2002 è stata completata con successo la perforazione del pozzo di delimitazione Landana 2 A che, perforato a una profondità d'acqua di 400 metri e fino a una profondità di 3.900 metri, ha incontrato uno strato di circa 120 metri di olio di buona qualità (36 gradi API) confermando l'estensione del giacimento di Landana.

È stata avviata la produzione di petrolio della piattaforma di Nemba Nord, situata nell'area B del Blocco 0 (quota Eni 9,8%) nell'offshore antistante la provincia di Cabinda. La nuova piattaforma ha consentito di aumentare la produzione giornaliera del Blocco 0 da 425 mila a 460 mila barili (45 mila in quota Eni).

In *Congo* è stata avviata, a poco più di tre anni dalla scoperta (marzo 1998), la produzione dei giacimenti Foukanda e Mwafi (quota Eni 65%) al largo delle coste congolesi. I due giacimenti hanno riserve recuperabili di 70 milioni di barili di petrolio; lo sviluppo consentirà il raggiungimento del picco produttivo di 17 mila barili/giorno nel 2003.

Nel Blocco Marine X (quota Eni 72%) è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo Awa Marine-1 che, perforato in soli trenta giorni a una profondità di 2.730 metri utilizzando il mezzo della Saipem Scarabeo 3, ha incontrato uno strato mineralizzato di 170 metri di spessore e ha erogato durante il test di produzione circa 4 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità (32 gradi API).

In *Nigeria*, nell'ambito del programma finalizzato alla riduzione a zero entro il 2004 del gas bruciato in atmosfera, è stato firmato con le competenti Autorità e con la compagnia di Stato NNPC l'accordo per la costruzione di una centrale elettrica della potenza di 450 megawatt che utilizzerà il gas associato del campo di Irri-Isoko (13 mila boe/giorno). L'impianto (quota Eni 20%) sarà ubicato nella zona di Kwale nel Delta del Niger e assicurerà la fornitura di elettricità alla zona meridionale del Paese, alimentando il nodo elettrico di Onitcha attraverso una nuova linea aerea da 330 mila volt compresa nel pro-

getto. La centrale sarà realizzata in 30 mesi, con un investimento complessivo di 312 milioni di dollari.

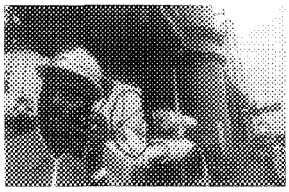
È stato firmato il PSA relativo all'esplorazione del Blocco offshore 244 dove l'Eni è operatore con una quota del 90%. Il Blocco, situato a circa 200 chilometri a Sud del terminale di Brass a una profondità d'acqua che va da 1.500 a 3.000 metri, possiede un interessante potenziale minerario. Il programma di lavoro prevede l'esecuzione di una campagna sismica e la perforazione di due pozzi esplorativi.

In dicembre, dopo soli undici mesi dalla firma del contratto con la compagnia di Stato NNPC per lo sviluppo dei due giacimenti a olio di Okono e di Okpoho nel permesso OML 119 (Eni operatore con una quota del 100%), è stata avviata la produzione di Okono. Lo sfruttamento del giacimento, situato a una profondità d'acqua di 65 metri, avviene attraverso una FPSO installata e gestita dalla Saipem e dalla Single Buoy Moorings. Il giacimento di Okpoho entrerà in produzione nel 2003. È previsto che la produzione dei due campi raggiunga i 16 mila barili/giorno in quota Eni nel 2005.

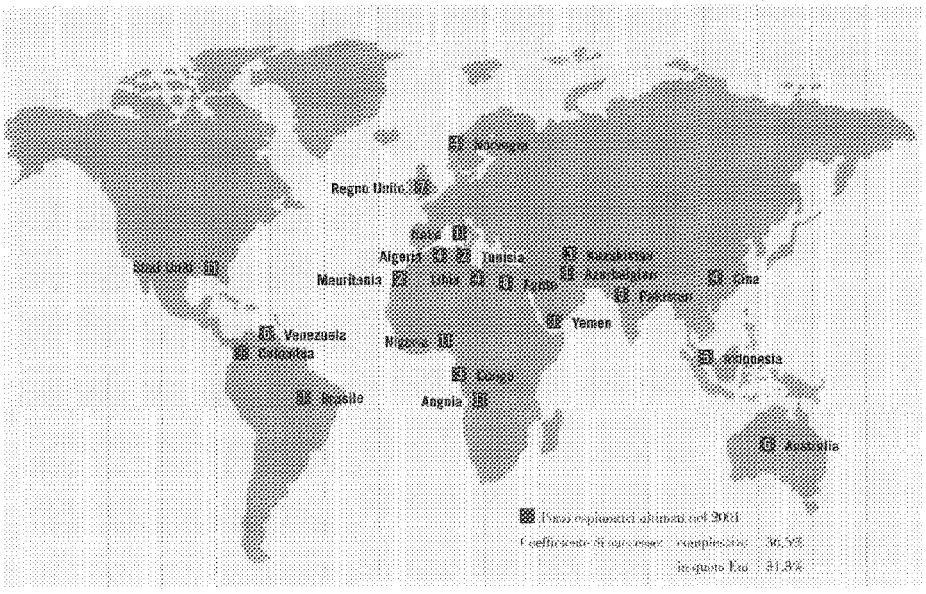
La Nigeria LNG (quota Eni 10,4%) ha commissionato alla coreana Hyundai Heavy Industries, che sta costruendo per conto della stessa Nigeria LNG tre navi metaniere con consegna prevista tra il prossimo giugno e l'inizio del 2003, la costruzione di altre quattro unità della capacità di 141 mila metri cubi ciascuna del valore complessivo di circa 650 milioni di dollari; la consegna è prevista tra fine 2004 e inizio 2006. La flotta della Nigeria LNG, attualmente composta da sette navi, è utilizzata per il trasporto del GNL prodotto dall'impianto di liquefazione di Bonny della capacità di 7,6 miliardi di metri cubi/anno. L'espansione della flotta è funzionale alla crescita della capacità di trattamento dall'impianto con il completamento del terzo treno (3,8 miliardi di metri cubi/anno) e con la costruzione del quarto e del quinto treno della capacità di 5,2 miliardi di metri cubi/anno ciascuno, per i quali nel marzo 2002 sono stati assegnati i contratti.

Nel febbraio 2002 nel permesso offshore OPL 219 (quota Eni 12,5%) è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo Bolia IX che, perforato a una profondità d'acqua di 1.100 metri e fino a una profondità totale di 3.730 metri, ha rilevato significativi quantitativi di petrolio e ha erogato durante il test di produzione 6 mila barili/giorno.

Nel permesso OML 118 (quota Eni 12,5%), la scoperta di Bonga SW 1 rappresenta un ritrovamento di dimensioni paragonabili al campo di Bonga, in via di sviluppo.



Congo
Oltre che del campo di Kitina, l'Eni è operatore dei due campi di Foukanda e Mwafi entrati in produzione nel 2001 e il cui picco produttivo di 17 mila barili/giorno in quota Eni sarà raggiunto nel 2003



Attività esplorativa

Mare del Nord Nel *Regno Unito* l'Eni ha acquisito la società inglese Lasmo Plc mediante Offerta Pubblica di Acquisto in contanti. L'impegno finanziario complessivo, compreso l'esborso effettuato nel 2000 per l'acquisto del 28% del capitale sociale (1.225 milioni di euro), è stato di 5.353 milioni di euro (di cui circa 970 di indebitamento finanziario netto assunto).

Le attività della Lasmo sono localizzate principalmente nel Mare del Nord inglese, in Nord Africa, Indonesia, Venezuela e Pakistan. Con questa acquisizione l'Eni rafforza le proprie attività nelle aree chiave del Mare del Nord e del Nord Africa, assume una significativa posizione nel mercato asiatico e amplia la propria presenza in qualità di operatore in Venezuela. Nel 2001 la produzione giornaliera della Lasmo è stata di 201 mila boe/giorno ed è previsto che raggiunga i 260 mila entro il 2003; le riserve recuperabili acquisite sono di 2.080 milioni di boe. L'integrazione nell'Eni delle strutture operative della Lasmo è stata completata con il conseguimento su base annua di un beneficio stimato in circa 100 milioni di euro.

È stato acquistato il 30% del T-Block, operato dall'Eni, per il corrispettivo di 34 milioni di euro. A seguito dell'acquisto la quota di partecipazione dell'Eni passa dal 47,48 al 77,48%. La produzione giornaliera aggiuntiva è stata di circa 3 mila boe/giorno.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio è stato definito un accordo con la Dana Petroleum Ltd per la cessione, per il corrispettivo di circa 50 milioni di sterline, di alcuni asset localizzati nel Mare del Nord inglese e in particolare le quote del 12,4, 19,5 e 19% nei campi a olio rispettivamente di Banff, Hudson e Otter, le partecipazioni nel Brent Pipeline System e nel terminale Sullom Voe, nonché permessi esplorativi.

In *Norvegia* il Ministero del petrolio e dell'energia ha assegnato una nuova licenza di esplorazione nel Mare del Nord a un consorzio formato da tre compagnie petrolifere internazionali, tra cui l'Eni con una quota del 30%. La licenza riguarda il blocco 35/1 situato nel North Viking Graben (60 chilometri a Nord Est del campo di Snorre, al largo di Bergen). Nel prospect M della licenza PL134 (quota Eni 30%) è stata effettuata una nuova scoperta di idrocarburi con il pozzo Morvin che, perforato a una profondità d'acqua di 351 metri e fino a una profondità di 4.972 metri, ha erogato in fase di test circa 9 mila barili/giorno di petrolio e oltre 1.000 boe/giorno di gas.

È stata completata la perforazione del primo pozzo di appraisal del giacimento di Goliath (Eni operatore con una quota del 25%), nel Mare di Barents, a 85 chilometri a Nord di Hammerfest. Il pozzo ha rivelato la presenza di una colonna di oltre 70 metri mineralizzata a olio di buona qualità (33 gradi API) e ha erogato in fase di test oltre 4 mila barili/giorno. Sono in corso i test di valutazione.

Resto del mondo In *Australia*, nel Blocco offshore WA-279-P (quota Eni 30%) nel bacino di Bonaparte a circa 300 chilometri a Sud Ovest dalla città di Darwin, è stata effettuata una scoperta di gas naturale con il pozzo Blacktip-1 che ha evidenziato una colonna di idrocarburi dello spessore di circa 200 metri e ha erogato in fase di test 15 mila boe/giorno.

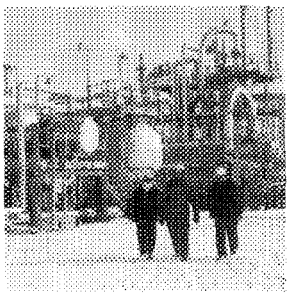
Nel gennaio 2002 è stato raggiunto tra le Autorità di Timor Est e le compagnie petrolifere del consorzio che opera il giacimento a gas di Bayu-Undan (quota Eni 6,7%) un accordo per la realizzazione di un gasdotto lungo 550 chilometri e del costo di 1,5 miliardi di dollari che collegherà il giacimento alla città australiana di Darwin. L'accordo prevede agevolazioni fiscali, nonché l'impegno da parte del consorzio a eseguire opere di natura sociale nel Paese.

In *Azerbaigian* nel gennaio 2002 è stato concluso con la società petrolifera di Stato Socar il Sale and Purchase Agreement per l'acquisto della quota del 5% nel progetto per la costruzione dell'oleodotto Baku-Tblisi-Ceyhan. La partecipazione dell'Eni riguarda al momento la sola fase dell'ingegneria di dettaglio. L'oleodotto, lungo 1.740 chilometri, consentirà di trasportare parte del petrolio prodotto nell'area del Mar Caspio verso il Mediterraneo collegando, attraverso la Georgia, Baku con il porto turco di Ceyhan, sulla costa mediterranea. La capacità di trasporto dell'oleodotto sarà di un milione di

barili/giorno. Gli Stati attraversati dall'oleodotto (Azerbaigian, Georgia e Turchia) hanno stipulato un accordo intergovernativo che definisce il regime fiscale e i diritti di transito dei partecipanti al progetto.

In *Cina*, nel Blocco CACT 16/19 (quota Eni 16,3%), situato nell'area di Pearl River Mouth Basin nel Mar Cinese Meridionale, sono state effettuate due scoperte di petrolio con i pozzi HZ/19-2-1 e HZ 19-1-1 che, perforati a una profondità d'acqua di 102 metri e fino a una profondità di circa 4.000 metri, hanno incontrato diversi strati di roccia mineralizzata e hanno erogato in fase di test rispettivamente 5 e 3 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità (46 gradi API). Gli impianti di produzione e di trasporto esistenti nelle vicinanze della scoperta consentiranno la messa in produzione del campo in tempi contenuti.

In *Indonesia*, nell'area oggetto del PSA di Rapak (quota Eni 20%) nell'offshore a Est di Kalimantan, è stata effettuata una scoperta di idrocarburi con tre pozzi perforati sulla struttura di Ranggas risultati mineralizzati. L'estensione della scoperta sarà valutata mediante la perforazione di pozzi di delimitazione.



Kazakistan
Karachaganak, Unit 3

In *Iran* è stato firmato insieme alla Naftiran Intertrade Company (NICO), società controllata dalla National Iranian Oil Company (NIOC), l'accordo con la NIOC per lo sviluppo del giacimento petrolifero onshore di Darquain, nell'importante regione petrolifera di Awhaz. L'accordo conclude il negoziato avviato a seguito della gara indetta dalla NIOC nel 1998 per lo sviluppo del giacimento e rafforza la posizione dell'Eni in un Paese con elevate potenzialità minerarie. Il giacimento sarà sviluppato in due fasi; la prima riguarda la perforazione di 8 pozzi produttori, la realizzazione di impianti di trattamento e di trasporto dell'olio e di reiniezione del gas associato in giacimento, con una produzione giornaliera di 50 mila barili. Nella seconda fase la produzione giornaliera aumenterà fino a 160 mila barili. La durata del progetto è di 65 mesi e i costi complessivi previsti ammontano a 550 milioni di dollari, di cui 180 relativi alla prima fase. L'Eni svolgerà il ruolo di operatore nello sviluppo con una quota del 60% e fornirà anche il know-how, le tecnologie e le risorse, nonché l'apporto necessario a sviluppare le capacità dell'industria iraniana a partecipare al progetto. Il contratto è del tipo buy-back e prevede che il rimborso dei costi sostenuti e la remunerazione del capitale investito, per un valore complessivo di circa un miliardo di dollari, siano assicurati dalla produzione del giacimento nell'arco di circa sei anni. L'avvio della produzione è atteso nel 2003. Sempre con la NIOC è stato concluso un altro contratto del tipo buy-back per lo sviluppo del campo a olio di Balal situato nell'offshore del Golfo Persico a una profondità d'acqua di 70 metri. L'Eni partecipa all'iniziativa con una quota del 38,25%. Lo sviluppo del campo è in corso; l'inizio della produzione è previsto a fine 2002 con un livello di 40 mila barili/giorno (9 mila in quota Eni).

In *Kazakistan* l'Eni è stata nominata Operatore unico del PSA relativo al Progetto "North Caspian Sea", nell'offshore kazako. L'area contrattuale copre 11 blocchi, per una superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. Il progetto, sia per il potenziale minerario delle strutture esistenti sia per le sfide di natura tecnologica e operativa legate alla bassa profondità d'acqua e alla presenza di ghiacci per circa sei mesi l'anno, rappresenta una iniziativa di grandissimo rilievo nell'industria petrolifera mondiale. L'Eni adotterà le più avanzate tecnologie e metodologie di lavoro per assicurare il massimo grado di tutela e di protezione dell'ambiente nell'area del Caspio Settentrionale. Sono stati perforati nell'area tre pozzi: i primi due, KE-1 e KW-1 a circa 40 chilometri di distanza l'uno dall'altro, hanno consentito di individuare un importante giacimento di idrocarburi nella struttura denominata Kashagan situata a circa 75 chilometri a Sud Est di Atyrau; il terzo pozzo KE-2, primo di appraisal, perforato a una profondità di oltre 4 mila metri ed in corso di completamento ha erogato in prova 7 mila barili/giorno di petrolio confermando la rilevanza della scoperta. Un secondo pozzo di appraisal (KE-3) è attualmente in perforazione ed è in corso la mobilitazione di un secondo impianto che inizierà a perforare il terzo pozzo di appraisal (KE-5) nel secondo trimestre 2002. Nel settembre 2001 i partner del progetto hanno firmato il Sale and Purchase Agreement con BpAmocoArco e Statoil per rilevare, in proporzione alle rispet-

tive quote di interesse, le partecipazioni delle due Compagnie che così escono dall'iniziativa. Al perfezionamento dell'accordo, che come previsto dal PSA dovrà ottenere le autorizzazioni da parte delle competenti Autorità kazake, la quota di partecipazione dell'Eni passerà dal 14,28 al 16,67%.

Nel campo di Karachaganak (quota Eni 32,5%), nel Kazakistan Nord Occidentale, sono stati completati 75 pozzi dall'inizio del progetto alla fine del 2001. Nel 2001 si è concluso il revamping dell'unità 3, permettendo di raggiungere il picco di produzione di 115.000 barili di condensati al giorno. Alla fine del 2001 è stato firmato con Gazprom e Kaztransgas un contratto per la vendita in Russia di un volume massimo di 7 miliardi di metri cubi/anno. Il contratto costituisce la premessa per un incremento delle vendite del gas verso la Russia negli anni futuri. Alla fine del 2002 sarà completata anche l'unità 2, progettata per reiniettare 6,6 miliardi di metri cubi/anno di gas acido. A metà del 2003 con il completamento del primo treno del Karachaganak Processing Center sarà possibile esportare la produzione attraverso il Caspian Pipeline Consortium (CPC), nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 2,75 milioni di tonnellate/anno di petrolio, al porto di Novorossijsk sul Mar Nero.

In *Russia* è stato definito con la compagnia Astrakhannafteprom (società controllata paritetticamente dall'Amministrazione della regione di Astrakhan e da Stroytransgaz) un accordo per l'acquisto del 50% della licenza Severo Astrakhansky con il ruolo di operatore. La licenza riguarda un'area a elevato potenziale minerario della superficie di 1.800 chilometri quadrati situata alla foce del fiume Volga, ai margini di un grande bacino sedimentario del Precaspio dove sono avvenute importanti scoperte di campi petroliferi. L'attività esplorativa condotta recentemente nell'area ha accertato la presenza di idrocarburi. L'Eni proseguirà nella conduzione dell'attività esplorativa per verificare il potenziale minerario dell'area. Il campo è situato nelle immediate vicinanze dell'oleodotto CPC.

Negli *Stati Uniti* nel Golfo del Messico, è stato completato il primo pozzo di delimitazione sulla struttura di Champlain nel Blocco Atwater Valley 63, a 260 chilometri a Sud di New Orleans. Il pozzo Champlain 1-ST/3, perforato a una profondità d'acqua di 1.350 metri e fino a una profondità di 7.732 metri, ha rinvenuto sabbie mineralizzate a olio dello spessore di oltre 120 metri. Questo risultato incrementa l'estensione della scoperta e ne conferma l'elevato potenziale. Il completamento dei pozzi di appraisal previsti consentirà di definire le dimensioni finali del campo e il relativo piano di sviluppo. L'Eni ha aumentato dal 25 al 50% la quota di interesse nel progetto a fronte dell'assunzione dell'intero costo esplorativo di 22 milioni di dollari. Nel Blocco Green Canyon 516 (quota Eni 50%), 240 chilometri a Sud Ovest di New Orleans, nel marzo 2002 è stata avviata la produzione dei campi a gas King Kong e Yosemite, dopo solo tredici mesi dalla decisione di sviluppo e otto dalla scoperta di Yosemite, con un livello iniziale di 20 mila boe/giorno, con l'obiettivo di raggiungere il picco di 25 mila entro l'anno. Lo sviluppo dei due campi, operati dall'Eni, è avvenuto mediante la perforazione a una profondità d'acqua di 1.170 metri di tre pozzi sottomarini collegati alla piattaforma di Allegheny (quota Eni 100%) distante 25 chilometri. Le riserve recuperabili dei due campi sono di 15,9 milioni di boe; gli investimenti in quota Eni ammontano a 83 milioni di euro. Nel Blocco Alaminos Canyon 903 (quota Eni 8,5%) nell'ultra-deep water è stata effettuata una scoperta di idrocarburi con il pozzo esplorativo Trident che, perforato alla profondità record di 2.953 metri d'acqua, ha incontrato uno strato mineralizzato a olio di 90 metri di spessore. Il pozzo di appraisal AC903-2 perforato successivamente ha confermato l'elevato potenziale minerario di questa nuova area.

GAS NATURALE

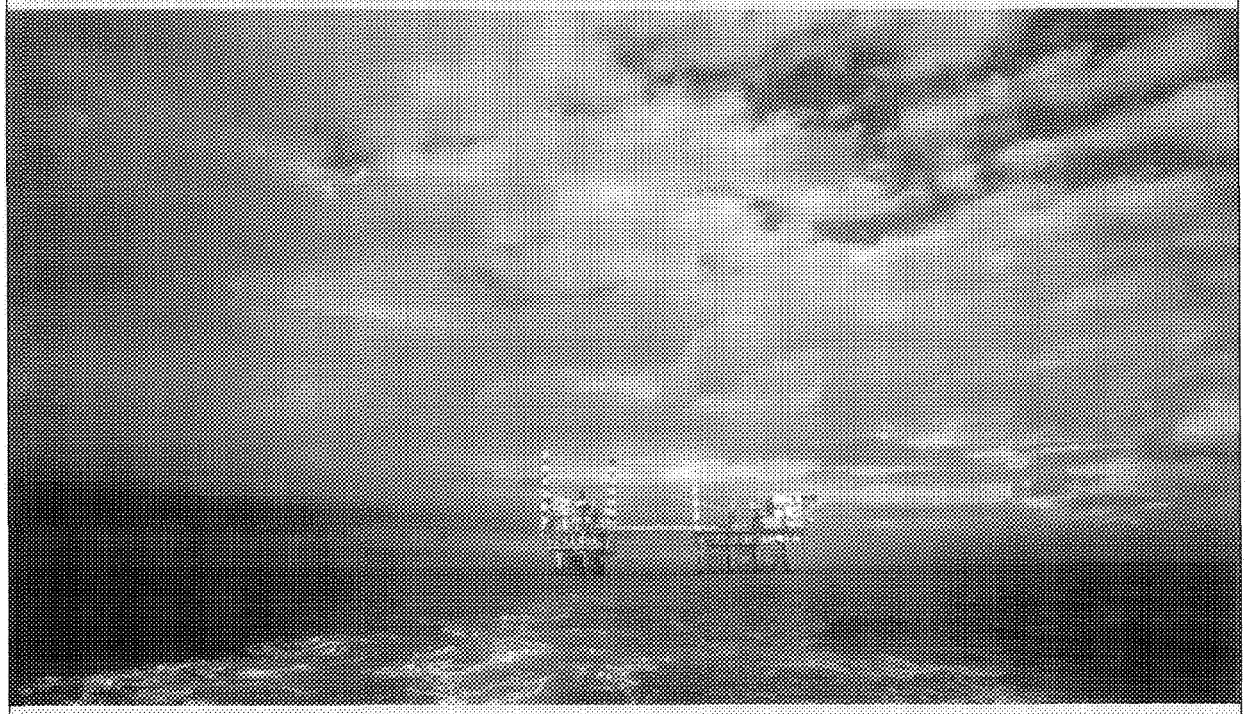
■ Il collocamento in borsa di Snam Rete Gas che gestisce la rete di trasporto in Italia ha avuto pieno successo. Il collocamento ha riguardato il 40,24% del capitale della società con un incasso di 2,2 miliardi di euro

■ Dal 1999 sono stati conclusi sette accordi di fornitura pluriennale di gas naturale con importatori in Italia in base ai quali l'Eni venderà a regime 15 miliardi di metri cubi di gas/anno contribuendo in misura rilevante all'apertura del mercato italiano del gas

■ Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas è stato raggiunto con la società tedesca EnBW un joint venture agreement per partecipare alla gara per rilevare il controllo di GVS, importante operatore regionale del mercato tedesco del gas

■ Con il completamento entro il primo semestre 2002 dei lavori di posa delle due condotte del gasdotto Blue Stream (la prima è stata ultimata nel febbraio), è atteso a fine anno l'avvio del trasporto e della commercializzazione dei volumi di gas di provenienza russa destinati al mercato della Turchia

■ Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di 56 milioni di euro



	1999	2000	2001
Ricavi	9.900	13.935	15.495
Utile operativo	2.580	3.150	3.606
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	306	780	802
Investimenti in partecipazioni	17	1.180	113
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	16.475	16.663	13.850

Nella pagina precedente
Italia
Mare Adriatico, piattaforma di produzione gas "Barbara C"



Italia
San Donato Milanese, sala controllo dispacciamento

INCORPORAZIONE NELL'ENI SpA DELLA SNAM SpA E DELLA SOMICEM SpA

In esecuzione alla deliberazione approvata dall'Assemblea degli azionisti del 2 giugno 2001, in data 30 gennaio 2002 sono stati stipulati gli atti di fusione nell'Eni SpA della Snam SpA e della Somicem SpA. Al 1° febbraio 2002, data di efficacia della fusione, è diventata operativa la Divisione G & P (Gas and Power) alla quale è affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica in Italia e all'estero.

APPROVVIGIONAMENTO

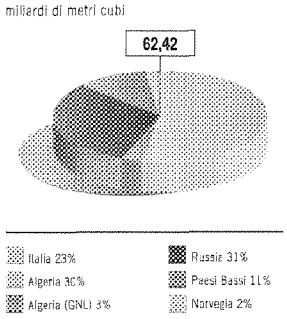
Pur in presenza di un contenuto aumento delle vendite di gas naturale, gli approvvigionamenti della distribuzione primaria (62,42 miliardi di metri cubi) sono diminuiti nel 2001 di 1,91 miliardi di metri cubi, pari al 3%, a seguito del venir meno dell'esigenza di ricostituire il livello tecnico del sistema di stoccaggio che nel 2000 rese necessario l'acquisto di 2,43 miliardi di metri cubi. I minori acquisti hanno riguardato essenzialmente le importazioni dall'Algeria (3,39 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (1,51 miliardi di metri cubi), mentre sono aumentati gli approvvigionamenti di gas di produzione nazionale (0,98 miliardi di metri cubi) e di gas dai Paesi Bassi (0,91 miliardi di metri cubi); è stata avviata l'importazione di gas dalla Norvegia. Il gas naturale importato rappresenta il 76,6% del totale degli approvvigionamenti (78,8% nel 2000). I contratti di importazione di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono tutti clausole di "take or pay", assicureranno complessivamente dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 10 e Norvegia 6).

VENDITE

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (61,96 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,71 miliardi di metri cubi, pari all'1,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite in Europa per l'Italia (1,73 miliardi di metri cubi) – dovuto alla progressiva entrata a regime del contratto di fornitura alla Promgas SpA e all'avvio delle forniture alla Plurigas SpA, alla Sondel SpA, alla Dalmine Energia SpA e alla Energia SpA (1,2 miliardi di metri cubi) – che è stato in parte assorbito dalla flessione delle vendite in Italia (1,03 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale in Italia (58,89 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,03 miliardi di metri cubi, pari al 1,7%, a seguito principalmente delle minori vendite al settore industriale (1,54 miliardi di metri cubi), anche in relazione all'incremento delle vendite in Europa per l'Italia e dei minori ritiri effettuati dall'Enel (0,85 miliardi di metri cubi). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite ai produttori industriali di energia elettrica (0,74 miliardi di metri cubi) e al settore civile (0,57 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per area geografica



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1999	2000	2001
Italia	16,16	13,64	14,52
Algeria	20,40	21,56	18,38
Algeria (GNL)	2,06	2,01	1,79
Russia	19,09	21,03	19,52
Paesi Bassi	2,87	6,09	7,00
Norvegia			1,10
Totale acquisti	**60,58**	**64,33**	**62,42**
Prelievi (immissioni) da stoccaggio		(2,43)	0,13
Disponibilità per la distribuzione primaria	**60,58**	**61,90**	**62,55**
Disponibilità per la distribuzione secondaria all'estero	**2,81**	**3,68**	**4,10**
	63,39	**65,58**	**66,65**

Complessivamente le vendite dirette dell'Eni ai clienti finali (comprese quelle del settore Esplorazione e Produzione) sono state di circa 36,8 miliardi di metri cubi, pari a circa il 50,5% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

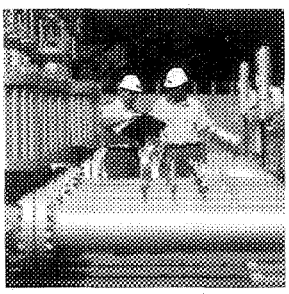
Sono stati firmati tre contratti decennali per la fornitura in Europa di gas naturale a operatori attivi sul mercato italiano per un volume, a regime, di 5 miliardi di metri cubi/anno; in particolare: (i) 3 miliardi provenienti dai Paesi Bassi saranno forniti alla Plurigas SpA; (ii) 1,4 miliardi provenienti dalla Norvegia saranno forniti alla Sondel SpA; (iii) 0,6 miliardi provenienti dalla Norvegia saranno forniti alla Dalmine Energia SpA.

Complessivamente al 31 dicembre 2001 sono stati stipulati sette contratti di fornitura pluriennale di gas naturale a importatori nazionali in base ai quali l'Eni venderà a regime 15 miliardi di metri cubi/anno, compresi 8 miliardi di metri cubi assicurati dalle produzioni di gas dei giacimenti libici di Wafa e della Struttura C del permesso NC-41. Fino al momento dell'entrata a regime delle produzioni libiche, l'Eni farà fronte ai propri impegni contrattuali con gas di altra provenienza facendo leva sul proprio ampio e diversificato portafoglio di contratti di approvvigionamento.

È stato firmato con la Nigeria LNG Ltd, società partecipata dalla Nigeria National Petroleum Corporation, dalla Shell, dalla TotalFinaElf e dall'Eni, un accordo preliminare per la fornitura di 1,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL destinato al mercato iberico. La fornitura, di durata ventennale, avrà inizio nel 2005.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (8,13 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,21 miliardi di metri cubi, pari al 2,7 %, a seguito essenzialmente dell'effetto climatico del quarto trimestre e dell'aumento di 107 mila unità del numero dei clienti serviti (5,56 milioni al 31 dicembre 2001). Il numero dei comuni serviti al 31 dicembre 2001 era di 1.186 unità (1.163 unità al 31 dicembre 2000). Nell'esercizio sono stati venduti 6,6 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili, con un aumento del 3%, equivalenti in termini di volume a oltre il 25% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia (27% nel 2000), e 1,5 miliardi di metri cubi a clienti industriali non direttamente forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni, confermando i livelli dell'esercizio precedente.

Nell'ambito della strategia di alleanze con i comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, è stata costituita la società AES Torino, partecipata dall'Italgas e dall'AEM Torino con quote rispettivamente del 49 e del 51%, che distribuisce gas e calore da teleriscaldamento nell'area del capoluogo piemontese. La società, operativa da settembre, svilupperà la rete di distribuzione del gas lunga circa 5.500 chilometri e la rete di teleriscaldamento lunga 220 chilometri; in particolare è previsto che la rete di teleriscaldamento raggiunga i 350 chilometri nell'arco di cinque anni.



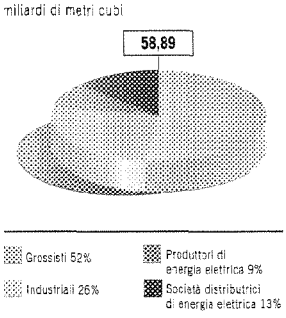
Centrale di compressione di Terranova
Le centrali di compressione unitamente alla rete di gasdotti dell'Eni in Italia sono state conferite alla società Snam Rete Gas della quale è stato collocato sul mercato il 40,24% del capitale azionario a fine 2001

Vendite di gas naturale

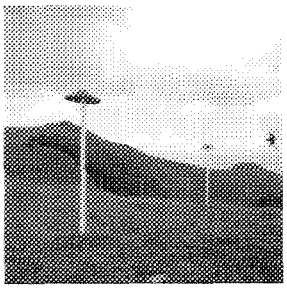
(miliardi di metri cubi)

	1999	2000	2001
Grossisti	30,85	30,26	30,83
Clienti finali:	29,34	29,66	28,06
- industriali	16,33	16,79	15,25
- produttori industriali di energia elettrica	4,91	4,65	5,33
- società distributrici di energia elettrica	8,10	8,22	7,42
Italia	**60,19**	**59,92**	**58,89**
In Europa per l'Italia		1,28	3,01
Sul mercato europeo	0,05	0,05	0,06
Estero	**0,05**	**1,33**	**3,07**
Vendita distribuzione primaria	**60,24**	**61,25**	**61,96**
Vendita distribuzione secondaria all'estero	**2,67**	**3,48**	**3,91**
	62,91	**64,73**	**65,87**

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione



Con deliberazione del 28 dicembre 2000, n. 237 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito il nuovo regime tariffario per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. Le tariffe dovranno essere determinate in modo che i ricavi annui complessivi derivanti dall'attività di distribuzione e di fornitura di gas ai clienti del mercato vincolato non superino il valore del vincolo sui ricavi di distribuzione e del vincolo sui ricavi di vendita stabiliti in modo da consentire la copertura dei costi di gestione e la remunerazione del capitale. I valori sono aggiornati con il metodo del price-cap in base a formule e parametri stabiliti dall'Autorità. Il 13 giugno 2001 il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha accolto il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas naturale ai clienti del mercato vincolato contestava la congruità dei parametri utilizzati dall'Autorità nel determinare il costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle aziende interessate. In considerazione della circostanza che l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia, l'Eni ha utilizzato nella determinazione dei ricavi di vendita criteri coerenti con quelli definiti dall'Autorità.



Italia - Terranuova Bracciolini
Il ripristino del terreno dopo la posa di un gasdotto è tra gli esempi più significativi dell'impegno dell'Eni nel campo ambientale

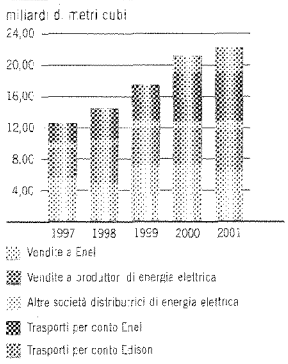
Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (3,91 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,43 miliardi di metri cubi, pari al 12,4%; essenzialmente in Ungheria.

TRASPORTO

I volumi di gas naturale trasportati sulla rete di gasdotti dell'Eni in Italia sono stati di 69,58 miliardi di metri cubi (73,18 nel 2000); i volumi trasportati per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni (58,17 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 5,56 miliardi di metri cubi a seguito, oltre che delle minori vendite, della circostanza che nel 2000 furono immessi a stoccaggio 2,43 miliardi di metri cubi per assicurare il livello tecnico del sistema a fronte di prelievi nel 2001[1]. In Italia i volumi trasportati per conto terzi (11,41 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,96 miliardi di metri cubi, pari al 20,7%, in linea con la crescita delle vendite in Europa per l'Italia. I volumi trasportati all'estero per consegna sui mercati locali (5,35 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,10 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%, in particolare per i maggiori trasporti in territorio austriaco. Complessivamente le immissioni dell'Eni nella rete nazionale di gasdotti al netto degli autoconsumi hanno rappresentato circa l'83,4% del totale.

Con deliberazione del 30 maggio 2001, n. 120, in attuazione dell'art. 23 del D.Lgs. n. 164/2000 di apertura del mercato italiano del gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito il regime tariffario per le attività di trasporto del gas naturale sulla rete nazionale e sulle reti regionali di gasdotti per i periodi di regolazione (il primo periodo, della durata di quattro anni termici, è iniziato il 1° ottobre 2001 e si concluderà il 30 settembre 2005 e si applica retroattivamente al periodo compreso tra il 1° giugno 2000 e il 30 settembre 2001). I ricavi dell'attività di trasporto sono determinati sulla base dei seguenti elementi:

Volumi di gas naturale venduti e trasporti per conto terzi in Italia destinati al settore termoelettrico



(1) I prelievi da stoccaggio non rientrano nei volumi trasportati.

Volumi di gas naturale trasportati

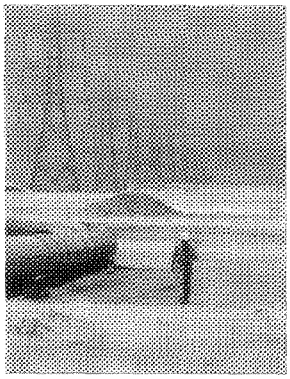
(miliardi di metri cubi)

	1999	2000	2001
Italia (1)	**66,35**	**73,18**	**69,58**
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	**59,67**	**63,73**	**58,17**
Per conto terzi	**6,68**	**9,45**	**11,41**
Enel	4,48	6,27	6,28
Terzi produttori/importatori	1,79	2,66	4,47
Transiti destinati all'estero	0,41	0,52	0,66
Estero	**4,39**	**5,25**	**5,35**

(1) Comprendono le quantità destinate agli stoccaggi nazionali.

- il valore del capitale investito (Regulatory Asset Base - RAB) che l'Autorità riconosce alle società di trasporto e rigassificazione, determinato in base ai criteri fissati dalla delibera;
- il tasso di rendimento sul RAB, fissato nel 7,94% (9,15 per l'attività di rigassificazione);
- gli ammortamenti determinati sulla base della vita utile tecnica delle diverse categorie di beni stabilita dall'Autorità;
- i costi operativi riconosciuti dall'Autorità;
- l'aggiornamento annuale dei ricavi attraverso una formula detta di "Revenue Cap";
- l'aggiornamento dei ricavi per unità di volume trasportato mediante la formula "Price Cap";
- un ricavo aggiuntivo in funzione dei nuovi investimenti destinati al potenziamento della rete e dei terminali di gas naturale liquefatto. Alla fine del primo periodo di regolazione, l'incremento patrimoniale derivante dai nuovi investimenti effettuati durante il primo periodo sarà considerato parte del nuovo RAB.

Il 1° luglio le attività di trasporto e dispacciamento del gas e quella di rigassificazione del GNL della Snam SpA sono state conferite alla Snam Rete Gas SpA.



Egitto
Intersinai

COLLOCAMENTO AZIONI SNAM RETE GAS

Nel periodo 26 novembre 2001-30 novembre 2001 ha avuto luogo l'Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione (OPVS) di azioni Snam Rete Gas SpA, contestualmente al Collocamento Istituzionale riservato agli investitori professionali e agli investitori istituzionali esteri inclusi quelli degli Stati Uniti d'America ai sensi della Rule 144A dello United States Securities Act of 1933.

L'Offerta Globale è stata di 684 milioni di azioni, pari a circa il 35% del capitale sociale, di cui 171 milioni riservate all'OPVS. Il prezzo di collocamento è stato fissato in 2,8 euro per azione del valore nominale di 1 euro, con un premio del 3% sul Regulatory Asset Base (RAB) definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e del 12% sul patrimonio netto della Società (capitale sociale più riserva da sovrapprezzo azioni).

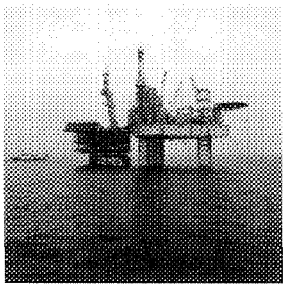
Nell'ambito dell'OPVS, sono state ricevute adesioni per circa 429 milioni di azioni da parte di circa 340 mila richiedenti; nell'ambito del Collocamento Istituzionale sono state ricevute adesioni per circa 3.507 milioni di azioni da parte di circa 900 investitori. Complessivamente le richieste di azioni (circa 3,9 miliardi) sono state pari a oltre 5,8 volte l'Offerta Globale. Sono state assegnate ai richiedenti 171 milioni di azioni nell'ambito dell'OPVS e 513 milioni di azioni nell'ambito del Collocamento Istituzionale.

L'avvio delle negoziazioni delle azioni Snam Rete Gas sul Mercato Telematico Azionario ha avuto luogo il 6 dicembre 2001.

In data 10 dicembre 2001 i Joint Lead Manager del Collocamento Istituzionale hanno esercitato l'opzione di green shoe per 102,6 milioni di azioni (15% dell'Offerta Globale) al medesimo prezzo di 2,8 euro; con l'esercizio dell'opzione, la quota collocata è pari al 40,24% del capitale sociale di Snam Rete Gas.

L'incasso complessivo derivante dal collocamento di 786,6 milioni di azioni è stato di 2.202 milioni di euro, di cui 1.260 milioni di euro derivanti dalla sottoscrizione di 450 milioni di azioni rivenienti dall'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas e 942 milioni di euro derivanti dalla vendita di 336,6 milioni di azioni da parte di Snam SpA.

Quale incentivo all'adesione all'offerta, l'OPVS prevede che agli assegnatari di azioni Snam Rete Gas che ne abbiano conservato la titolarità ininterrottamente per 18 mesi dal 6 dicembre 2001 (data di pagamento delle azioni) spetterà il diritto all'attribuzione gratuita di 10 azioni ordinarie Snam Rete Gas, godimento 1° gennaio 2003, ogni 100 azioni assegnate, fino a un massimo di 300 azioni gratuite (200 per i dipendenti di Snam Rete Gas e controllate).



Egitto
Offshore Delta del Nilo, piattaforma "Temsah"

INIZIATIVE DI SVILUPPO

È stato raggiunto con la società tedesca EnBW (Energie Baden-Wuerttemberg AG, terzo operatore elettrico tedesco) un joint venture agreement per partecipare alla gara per rilevare il controllo della GVS (Gasversorgung Sued Deutschland GmbH), uno dei più importanti operatori regionali nel mercato tedesco del gas naturale attivo nel Baden-Wuerttemberg, con l'obiettivo di svilupparne la quota di mercato. La GVS, di cui l'EnBW possiede una quota del 33,4% tramite la controllata NWS (società di distribuzione di gas ed energia elettrica di Stoccarda), acquista e trasporta, attraverso un sistema di gasdotti lungo circa 1.880 chilometri, oltre 7 miliardi di metri cubi/anno commercializzati a oltre 100 società di distribuzione e a clienti industriali nell'area Sud Occidentale del Paese.

In Egitto nel marzo 2001 è stato firmato con la BP e l'Egyptian General Petroleum Company (EGPC) l'accordo per lo sviluppo di un impianto di liquefazione di gas naturale. Si prevede che l'impianto sarà realizzato sulla costa mediterranea nei pressi del porto di Damietta e avrà una capacità di circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno.

È stato acquistato il 12% del capitale della società che conduce lo studio di fattibilità tecnica, commerciale ed economico-finanziaria del gasdotto Medgaz che collegherà l'Algeria alla Spagna attraverso il Mar Mediterraneo. Gli azionisti della società sono CEPSA e Sonatrach, entrambe con una quota del 20%, ed Eni, Gaz de France, Endesa, BP e TotalFinaElf con una quota del 12% ciascuna.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (802 milioni di euro) sono aumentati di 22 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 2,8%, e hanno riguardato in particolare: (i) il potenziamento del sistema di importazione dalla Russia (103 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria in Italia (406 milioni di euro); (iii) lo sviluppo e l'estensione della rete di distribuzione locale in Italia (233 milioni di euro).

GENERAZIONE ELETTRICA



(milioni di €)	2000	2001
Ricavi	492	**603**
Utile operativo	28	**66**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	14	**263**
Investimenti in partecipazioni		**15**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	437	**436**

Italia - Ravenna, centrale turbogas
L'Eni sta realizzando il programma di espansione per linee interne della capacità di generazione installata di 3.800 megawatt presso i propri siti industriali

L'Eni opera nella generazione elettrica attraverso la società EniPower SpA che produce e vende energia elettrica, vapore e altre utilities industriali nella commercializzazione di energia elettrica attraverso EniPower Trading SpA. EniPower gestisce le centrali elettriche dell'Eni prevalentemente orientate al mercato e con maggiori potenzialità di sviluppo nei siti di Brindisi, Mantova, Ravenna, Livorno e Taranto con una potenza installata di circa 1.000 megawatt.

Nel 2001 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 4.987 gigawattora, di cui il 38,9% ad altri settori dell'Eni. Inoltre attraverso EniPower Trading sono state commercializzate ai clienti idonei 1.560 gigawattora di energia elettrica di acquisto (di cui 1.352 da importazione).

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (263 milioni di euro) sono aumentati di 249 milioni di euro rispetto al 2000, e hanno riguardato l'avvio del programma di sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica di circa 3.800 megawatt, con l'installazione di dieci gruppi a ciclo combinato, nove della potenza di 390 megawatt e uno di 250 megawatt, presso i siti di Ferrera Erbognone (presso Sannazzaro), Ravenna, Mantova e Brindisi. Tutti i gruppi saranno alimentati a gas naturale a eccezione del gruppo da 250 megawatt in corso di installazione presso la raffineria AgipPetroli di Sannazzaro che sarà parzialmente alimentato dal syngas prodotto dai residui di raffinazione.

Nel 2001 è stato acquistato il 40% della Società Termica Milazzo, proprietaria di un impianto a ciclo combinato da 145 megawatt che dispone di un contratto Cip 6.

	2000	2001
Acquisti		
Gas naturale (milioni di metri cubi)	827	784
Altri combustibili (migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	841	931
Vendite		
Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	4.766	4.987
Trading di energia elettrica (gigawattora)		1.560
Vapore (migliaia di tonnellate)	9.535	10.024

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ È proseguita l'azione di riqualificazione della rete in Italia con la cessione di 516 stazioni di servizio, pari a una quota di mercato del 2,5%, la chiusura di 596 unità e il potenziamento della rete portante con l'apertura di 28 nuove stazioni di servizio di proprietà e la stipula di 129 nuovi contratti di convenzionamento; l'erogato medio è aumentato del 5%

■ Sono state acquistate 91 stazioni di servizio nel Sud-Est della Francia e 376 nel Sud del Brasile, nonché asset di logistica in entrambi i paesi; le acquisizioni si inquadrano nella strategia di sviluppo selettivo nelle aree con interessanti prospettive di crescita dove sono ottenibili sinergie operative. Il disimpegno dalle aree geografiche marginali è stato sostanzialmente completato

■ Nell'ambito della strategia di riequilibrio della capacità di raffinazione volta ad avvicinare ulteriormente la propria produzione ai mercati di consumo e ad aumentare la flessibilità nella gestione del supply, è stato raggiunto un accordo con Erg finalizzato al riassetto industriale del polo di raffinazione di Priolo-Melilli e sono stati conclusi due accordi per la cessione di una quota di capacità corrispondente a 1,6 milioni di tonnellate/anno

■ Le azioni di razionalizzazione e dismissione hanno consentito di ridurre i costi di 100 milioni di euro



(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi	14.415	25.462	**22.083**
Utile operativo	478	986	**985**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	524	533	**496**
Investimenti in partecipazioni	2	570	**51**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	17.061	16.130	**15.172**

Germania
Monaco di Baviera,
area di servizio

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2001 sono state acquistate 59 milioni di tonnellate di petrolio (64 nel 2000), di cui 29 dal settore Esplorazione e Produzione, 14 dai paesi produttori con contratti a termine e 16 sul

mercato spot. La ripartizione del petrolio acquistato per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Settentrionale, 25 dall'Africa Occidentale, 15 dal Medio Oriente, 14 dai paesi dell'ex Unione Sovietica, 12 dal Mare del Nord, 7 dall'Italia e 2 da altre aree. Sono stati commercializzati 22,7 milioni di tonnellate di petrolio, con una flessione di 3,6 milioni di tonnellate rispetto al 2000, pari al 14%, dovuta essenzialmente alla circostanza che nell'esercizio precedente l'Eni è stato l'unico marketer dei greggi cinesi Nanhai per conto del consorzio CACT (5,13 milioni di tonnellate commercializzate nel 2000, nel 2001 il petrolio è stato commercializzato da altro partner del consorzio).

Sono stati inoltre acquistati 4,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,83 nel 2000) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 15,2 milioni di tonnellate di prodotti (14,7 nel 2000) venduti sui mercati esteri (10,3 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,9 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità di produzione.

RAFFINAZIONE

Nell'ottica del riequilibrio delle lavorazioni e in coerenza con la riduzione delle vendite sul mercato interno, le lavorazioni complessive (41,44 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,24 milioni di tonnellate rispetto al 2000, pari al 7,3%, facendo leva essenzialmente sulle lavorazioni presso raffinerie di terzi, in particolare per revisione del contratto di lavorazione con la Saras SpA-Raffinerie Sarde (raffineria di Sarroch), questa diminuzione è stata parzialmente compensata dall'aumento delle lavorazioni in conto proprio. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 97%, con una leggera flessione rispetto al 2000 (99%) dovuta alle minori lavorazioni in conto terzi (1,96 milioni di tonnellate), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni in conto proprio (1,27 milioni di tonnellate). Il 29,1% del petrolio lavorato in conto proprio (40 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (31,6% nel 2000).

Nell'ambito della strategia volta a riequilibrare la propria capacità di raffinazione e a concentrare le lavorazioni sulle raffinerie più vicine ai mercati di consumo e ad aumentare la flessibilità nella gestione del supply, sono state effettuate importanti azioni:

- sono stati conclusi due accordi pluriennali di lavorazione, autorizzati dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che comportano la cessione a Tamoil SpA di una quota di capacità di lavorazione corrispondente a 1,6 milioni di tonnellate/anno;



Nell'ambito della strategia di sviluppo delle attività retail non oil in Italia, sono stati aperti 53 punti di ristoro, con marchi di forte presenza sul mercato autostradale, su altrettante stazioni di servizio ad alto potenziale non oil

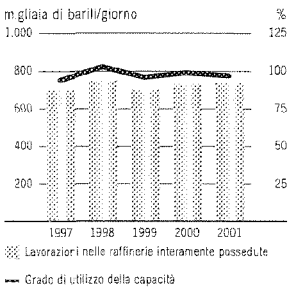
Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1999	2000	2001
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,00	32,93	32,24
Lavorazioni in conto terzi	(2,78)	(3,41)	(1,46)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	8,08	8,41	5,92
Consumi e perdite	(2,07)	(2,11)	(1,94)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**35,23**	**35,82**	**34,76**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,45	4,30	5,19
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,23)	(4,58)	(4,96)
Prodotti venduti	**35,45**	**35,54**	**34,99**
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	**3,08**	**3,07**	**3,02**
Acquisti di prodotti e variazione scorte	8,06	10,27	10,27
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,23	4,58	4,96
Prodotti venduti	**16,37**	**17,92**	**18,25**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**51,82**	**53,46**	**53,24**

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



- è stata firmata una lettera di intenti con la Erg Petroli relativa al progetto di riassetto organizzativo e industriale delle raffinerie siciliane di Priolo (Eni) e Melilli (Erg) con la finalità di realizzare un polo di raffinazione in grado di competere sul mercato internazionale, in particolare nell'area mediterranea, integrato a valle con gli adiacenti impianti petrolchimici dell'Eni e con la centrale elettrica della Erg che produce energia utilizzando i residui pesanti delle raffinerie. Il progetto, che sarà sottoposto all'approvazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prevede la costituzione di una nuova società, a maggioranza Erg, cui saranno conferite le due raffinerie e le centrali termoelettriche al servizio delle stesse. La nuova società procederà: (i) all'integrazione delle raffinerie, anche attraverso la realizzazione di un sistema di oleodotti, per conseguire le sinergie organizzative/gestionali derivanti dall'elevata complementarità impiantistica; (ii) all'implementazione di progetti di sviluppo relativi alle centrali termoelettriche.



Italia
Sannazzaro de' Burgondi, raffineria

È stata ceduta, per il corrispettivo di 59 milioni di euro, la partecipazione del 15% nella Saras che aveva assunto carattere finanziario a seguito della revisione nel 2000 del contratto di lavorazione con la riduzione di 2,5 milioni di tonnellate delle lavorazioni per conto Eni (da 4,7 a 2,2 milioni).

Inoltre, in attuazione della strategia di sviluppo selettivo all'estero che prevede l'uscita dalle aree geografiche marginali, nel gennaio 2002 è stata ceduta la partecipazione del 50% nella raffineria Indeni situata a Ndola in Zambia.

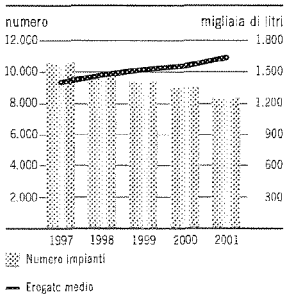
LOGISTICA

Nell'ambito del processo di razionalizzazione della logistica di settore è stata costituita la Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl, alla quale sono stati conferiti i rami d'azienda trasporti su strada della Atriplex Srl e dell'AgipPetroli SpA, con l'obiettivo di ottimizzare la gestione e svolgere un ruolo di leadership valorizzando il know-how di eccellenza e nell'ottica dell'apertura a terzi e della partnership con operatori qualificati.

Nell'ultima parte dell'anno la Praoil Oleodotti Italiani ha messo in esercizio l'oleodotto Monte Alpi, lungo 136 chilometri, che collega il Centro Olio di Viggiano nella Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto.

È proseguito lo sviluppo del progetto "Genoa debottlenecking" finalizzato al miglioramento dell'efficienza e alla riduzione dell'impatto ambientale delle operazioni di scarico delle navi nel porto petroli di Genova ed è stata costituita la SeaPad Srl con l'obiettivo di migliorare i collegamenti tra le raffinerie della valle Padana e i porti.

Impianti rete in Italia ed erogato medio



Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1999	2000	2001
Rete	11,85	11,57	11,64
Extrarete	11,42	11,10	11,24
	23,27	**22,67**	**22,88**
Petrolchimica	5,38	4,93	4,23
Altre vendite (1)	6,80	7,94	7,88
Vendite in Italia	**35,45**	**35,54**	**34,99**
Rete	3,91	3,78	4,18
Extrarete (2)	6,40	5,46	5,55
	10,31	**9,94**	**9,73**
Altre vendite (1) (2)	6,06	8,68	8,62
Vendite all'estero	**16,37**	**17,92**	**18,25**
	51,82	**53,46**	**53,24**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere e ai trader.

(2) Dal 2001 le vendite all'estero di MTBE, precedentemente incluse nelle vendite extrarete, sono comprese nelle altre vendite. Coerentemente le vendite del 2000 sono state rettificate di 700 mila tonnellate.

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (53,24 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,22 milioni di tonnellate, pari allo 0,4%, a seguito essenzialmente delle minori vendite al settore Petrolchimica (0,7 milioni di tonnellate), alle società petrolifere e ai trader (0,24 milioni di tonnellate), parzialmente compensate dalle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete in Italia e all'estero (0,7 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

In linea con l'obiettivo di conseguire standard europei in termini di erogato e di servizi al cliente, è proseguita l'azione di riqualificazione della rete (propria e convenzionata) mediante le cessioni, le chiusure di stazioni di servizio marginali e lo sviluppo della rete portante. In particolare nel 2001 sono stati raggiunti gli accordi per la cessione di 516 stazioni di servizio con i marchi "Agip" e "IP" (di 255 è stato trasferito il possesso), localizzate sulla rete ordinaria e autostradale del territorio nazionale corrispondenti a una quota del mercato del 2,5% e con un erogato complessivo di circa 940 milioni di litri/anno. Le cessioni sono state oggetto di tre distinti contratti, autorizzati dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dei quali due con Tamoil e uno con TotalFinaElf. Il corrispettivo complessivo, compresa la cessione di capacità di raffinazione, è stato di 291 milioni di euro.

Le vendite (11,64 milioni di tonnellate) sono in leggero aumento rispetto all'esercizio precedente (0,6%); in particolare l'incremento nelle vendite di gasolio da autotrazione, favorito anche dalla crescente diffusione delle carte di credito aziendali, è stato parzialmente assorbito dall'effetto delle cessioni e delle chiusure. La quota di mercato è diminuita di circa mezzo punto percentuale, passando dal 40,2 al 39,7%; l'erogato medio è aumentato del 5% (da 1.565 a 1.643 mila litri).

Al 31 dicembre 2001, la rete di distribuzione era costituita da 8.351 stazioni di servizio (di cui circa il 68% di proprietà), con una riduzione di 694 unità rispetto al 31 dicembre 2000 dovuta alla cessione di 255 unità e alla chiusura di 596, parzialmente compensate dall'apertura di 28 nuove stazioni di servizio e dall'acquisizione di 129 nuovi contratti di convenzionamento.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente è continuato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 2001, circa il 60% delle stazioni di servizio erano dotate del sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali (55% nel 2000).

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha concluso l'indagine conoscitiva sulla rete di distribuzione dei carburanti in Italia, chiesta dal Ministro delle attività produttive allo scopo di verificare lo stato di attuazione del D.Lgs. n. 32/98 e di consentire l'individuazione delle modalità più idonee alla modernizzazione del settore. L'Autorità ritiene che la rete italiana sia nel complesso inefficiente a seguito della presenza di un numero elevato di impianti, molti dei quali a basso erogato e privi di quegli elementi propri delle stazioni di servizio dei mercati più evoluti. I provvedimenti recentemente emanati dal Ministro delle attività produttive in materia di criteri di accesso alle infrastrutture di deposito, nonché il Piano nazionale per l'ammodernamento del sistema distributivo, approvato dal Ministro delle attività produttive con decreto del 31 ottobre 2001, potranno contribuire a realizzare la ristrutturazione della rete nazionale in un contesto maggiormente concorrenziale. Strumentali all'ammodernamento della rete sono la riduzione del numero degli impianti, con conseguente aumento dell'erogato medio.

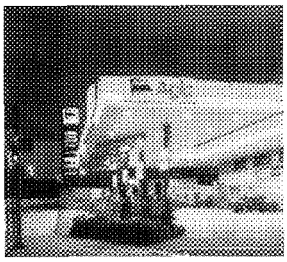
Vendite rete estero

All'estero è proseguita l'attuazione della strategia di sviluppo selettivo nelle aree a presenza consolidata con interessanti prospettive di crescita e di disimpegno dalle aree geografiche marginali; in particolare:

- in Francia sono state acquistate, per il corrispettivo di 59 milioni di euro, 91 stazioni di servizio localizzate sulla rete stradale e autostradale del Sud-Est del Paese, con un erogato medio di 3,4 milioni di litri/anno. A seguito dell'acquisto, la quota di mercato detenuta dall'Eni nel Sud-Est della Francia passerà a regime dal 2,4 al 6,5% nel comparto delle

società petrolifere (esclusi i supermercati). A supporto dell'incremento dell'attività rete sono state acquisite ulteriori partecipazioni in strutture logistiche;

- in Brasile sono stati acquistati dalla Shell, per il corrispettivo di 34 milioni di euro, 258 stazioni di servizio, un deposito e la partecipazione con quote variabili dal 14 al 25% in altri quattro depositi localizzati nel Sud del Paese; sono state inoltre acquistate, per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro, la società IPE che opera con 118 impianti e la partecipazione in un deposito;
- in Zambia, nel gennaio 2002, sono state cedute le attività di distribuzione carburanti (20 stazioni di servizio e un deposito) per il corrispettivo (compreso quello della cessione dell'attività di raffinazione) di 8 milioni di dollari, soggetto a conguaglio sulla base delle risultanze del bilancio di chiusura della società, in fase di definizione.



È proseguito il processo di sviluppo nelle aree a presenza consolidata e con interessanti prospettive di crescita e di disimpegno nelle aree geografiche marginali. In Brasile sono state acquistate 258 stazioni di servizio dalla Shell e 118 dall'IPE

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete all'estero (4,18 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 400 mila tonnellate, pari al 10,5%, a seguito degli acquisti di stazioni di servizio in Brasile e in Francia. Numerosi interventi di sviluppo hanno riguardato l'attività non oil che rappresenta una componente crescente dei risultati dell'attività.

Al 31 dicembre 2001 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.356 stazioni di servizio, con un aumento di 316 unità rispetto al 31 dicembre 2000, pari al 10,4%, a seguito delle acquisizioni parzialmente compensate dagli effetti della razionalizzazione della rete esistente.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,24 milioni di tonnellate) sono aumentate di 140 mila tonnellate, pari all'1,3% essenzialmente per la crescita del gasolio per autotrazione (266 mila tonnellate). La quota di mercato è aumentata di 1,6 punti percentuali, passando dal 24 al 25,6%.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in data 18 giugno 2001, ha avviato una istruttoria nei confronti di trenta operatori nel mercato extrarete in Italia, tra cui l'AgipPetroli SpA e l'Atriplex SpA. L'indagine si propone di verificare presunti comportamenti illeciti restrittivi della concorrenza attuati nelle gare di appalto pubbliche nel periodo del 1996-2000. L'esito dell'istruttoria è atteso per la fine del 2002.

Le vendite al settore Petrolchimica (4,23 milioni di tonnellate) sono diminuite di 700 mila tonnellate, pari al 14,2%, a seguito essenzialmente della minore disponibilità di prodotto in Sardegna dovuta alla revisione del contratto di lavorazione con la raffineria Saras; le altre vendite (7,88 milioni di tonnellate) sono diminuite di 60 mila tonnellate, pari allo 0,8%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di carburanti marina.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (5,55 milioni di tonnellate) sono aumentate di 90 mila tonnellate, pari all'1,6%. Le altre vendite all'estero (8,52 milioni di tonnellate) sono diminuite di 160 mila tonnellate, pari all'1,8%, a seguito essenzialmente delle minori vendite alle società petrolifere e ai trader.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (840 mila tonnellate) sono diminuite di 20 mila tonnellate, pari al 2,3%; la quota di mercato (22%) non è variata.

Le vendite extrarete all'estero (1,81 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate, pari al 2,7%, a seguito prevalentemente del processo di metanizzazione in atto nel Sud del Brasile. Le quote di mercato si sono attestate sul 20,8% in Brasile (21,3 nel 2000) e sul 38,2% in Ecuador (37,5 nel 2000).

INVESTIMENTI TECNICI

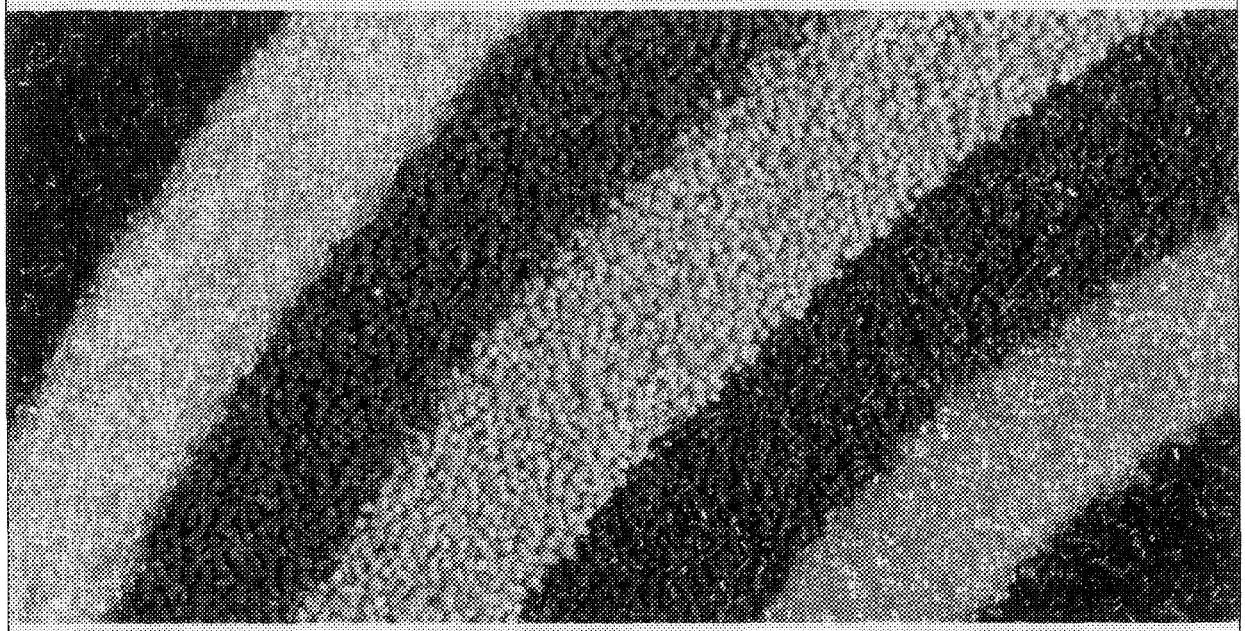
Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (496 milioni di euro) sono diminuiti di 37 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 6,9%, e hanno riguardato: (i) la raffinazione e la logistica in Italia (143 milioni di euro di cui 37 nella logistica), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la distribuzione di prodotti petroliferi sulla rete Italia (131 milioni di euro), finalizzati in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla costruzione di nuovi impianti (104 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (20 milioni di euro); (iii) le attività all'estero (145 milioni di euro, pari al 29,2% del totale), finalizzati in particolare all'acquisto di stazioni di servizio in Francia e Slovacchia e al potenziamento dell'attività GPL in Brasile (31 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 76 milioni di euro (15,3% del totale).

PETROLCHIMICA

■ Il conferimento dei business fondamentali dell'EniChem alla Polimeri Europa ha attribuito alle attività legate al ciclo dell'etilene coerenza e consistenza di business integrato in modo da costituire oggetto di importanti trattative per la cessione di quote significative della Polimeri Europa nella sua nuova configurazione

■ Nel 2001 sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di recupero di efficienza con la riduzione dei costi di 79 milioni di euro

■ La contrazione della domanda, a seguito dell'accentuarsi delle spinte recessive dell'economia mondiale nel corso del 2001, ha determinato la flessione del 14% dei margini dei prodotti e il calo delle vendite



(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi	4.096	6.018	4.761
Utile operativo	(362)	4	(332)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	289	266	361
Investimenti in partecipazioni		4	204
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	13.908	12.857	11.022

Materiali stirenici

RISTRUTTURAZIONE DEL SETTORE

L'andamento negativo del 2001 ha ulteriormente accentuato i problemi strutturali del settore rendendo sempre più pressante l'esigenza di procedere alla sua ristrutturazione; in questo contesto si colloca la cessione del business Poliuretani alla Dow Chemical Company, l'acquisto del 50% della Polimeri Europa Srl dall'Union Carbide Company nonché, in particolare, il conferimento alla Polimeri Europa, con effetto dal 1° gennaio 2002, del ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche". Sono state oggetto di conferimento le attività relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri" svolte in Italia nei siti produttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna

e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara, nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. Sono stati esclusi dal conferimento gli impianti che presentano criticità gestionali.

Il conferimento ha attribuito alle attività legate al ciclo etilene coerenza e consistenza di business integrato in modo da costituire oggetto di importanti trattative per la cessione di quote significative della Polimeri Europa nella sua nuova configurazione.

MERCATO

Nel 2001 la domanda di prodotti petrolchimici ha risentito della contrazione dell'economia mondiale. I margini dei prodotti nella petrolchimica di base e nei polimeri sono diminuiti a seguito della flessione dei prezzi di vendita, risultata più accentuata di quella del costo delle materie prime petrolifere. Fanno eccezione gli elastomeri che hanno beneficiato del contenuto aumento dei prezzi di vendita e del ritardo con cui la diminuzione dei costi delle materie prime si trasferisce sui prezzi.

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici dell'Eni sono diminuiti in media del 14% rispetto al 2000. Le principali flessioni hanno riguardato: (i) gli intermedi (-19%), in particolare lo stirolo, l'acrilonitrile e il fenolo; (ii) i polimeri stirenici (-19%), in particolare il polistirolo espandibile e il compatto; (iii) le olefine (-11,9%), in particolare l'etilene. Aumenti sono stati registrati negli elastomeri (8,2%), in particolare le gomme SBR e termoplastiche e nell'ABS (6,8%).

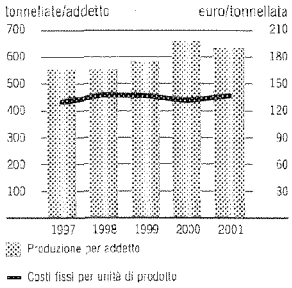
VENDITE - PRODUZIONI

Nel 2001 le vendite (5.233 mila tonnellate) sono diminuite di 383 mila tonnellate rispetto al 2000, pari al 6,8%, a seguito: (i) del calo generalizzato della domanda; (ii) delle minori disponibilità da produzione dovute alle fermate per manutenzioni programmate, in particolare nei business olefine, aromatici e intermedi; (iii) dei minori ritiri di etilene da parte della Polimeri Europa; (iv) della cessione del business Poliuretani. Al 31 dicembre 2001 la rete commerciale era presente in 24 paesi con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 60% in Italia, per il 31% nel resto dell'Europa e per il rimanente 9% nelle Americhe e in Asia (rispettivamente 60, 32 e 8% nel 2000).

Le produzioni (7.830 mila tonnellate) sono diminuite di 702 mila tonnellate, pari all'8,2%; la riduzione ha riguardato tutte le aree, in particolare il polietilene, gli elastomeri, gli aromatici e le olefine.

La capacità produttiva nominale complessiva a struttura omogenea è rimasta sostanzialmente invariata: l'aumento del 3,3% negli intermedi, connesso al potenziamento dell'impianto per la produzione di cumene/fenolo di Porto Torres, è stato assorbito dalla fermata di alcune linee nei cloroderivati e negli elastomeri. Il tasso di utilizzo medio calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 4,4 punti percentuali (dal 73,5 al 69,1%), in particolare nelle olefine e negli intermedi, a seguito delle fermate per manutenzioni programmate e della minore domanda, e nei polistiroli a seguito della minore domanda; il tasso di utilizzo è aumentato nell'area cloro e derivati.

Produzione per addetto e costi fissi per unità di prodotto



Principali prodotti

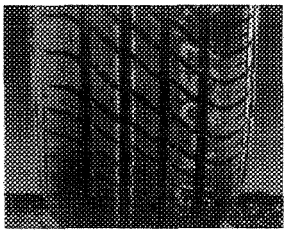
(migliaia di tonnellate)

	Disponibilità			Vendite		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Petrolchimica di base	6.877	7.088	6.6[illegible]	4.222	4.227	4.1[illegible]
Polimeri	898	920	8[illegible]	880	887	8[illegible]
Elastomeri	523	524	4[illegible]	520	502	44[illegible]
	8.298	**8.532**	**7.830**	**5.622**	**5.616**	**5.233**
Consumi e perdite	(3.651)	(3.673)	(3.25[illegible]			
Acquisti e variazione rimanenze	975	757	6[illegible]			
	5.622	**5.616**	**5.233**			

Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Raffinazione e Marketing hanno coperto il 63% del fabbisogno dell'esercizio (62% nel 2000).

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (4.122 mila tonnellate) sono diminuite di 105 mila tonnellate rispetto al 2000, pari al 2,5%; la riduzione ha riguardato in particolare gli intermedi (10,5%), soprattutto stirolo e acrilonitrile, e le olefine (3,1%) a seguito della contrazione della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite di cloroderivati, in particolare di cloro.



Le produzioni (6.682 mila tonnellate) sono diminuite di 406 mila tonnellate, pari al 5,7%; la riduzione ha riguardato tutte le aree. Il 47,2% della produzione è stata destinata al ciclo interno (51,3% nel 2000).

Polimeri

Le vendite di polimeri (665 mila tonnellate) sono diminuite di 222 mila tonnellate rispetto al 2000, pari al 25%, a seguito della cessione del business Poliuretani e, in misura minore, della flessione delle vendite di polietilene e di polistiroli.

Le produzioni (690 mila tonnellate) sono diminuite di 230 mila tonnellate, pari al 25%.

Elastomeri

Le vendite di elastomeri (446 mila tonnellate) sono diminuite di 56 mila tonnellate rispetto al 2000, pari all'11,2%, a seguito delle flessioni nelle vendite di gomme SBR, polibutadieniche e termoplastiche.

Le produzioni (458 mila tonnellate) sono diminuite di 66 mila tonnellate, pari al 12,6%, in linea con l'andamento delle vendite.

Polimeri Europa

La Polimeri Europa Srl, società leader in Europa del polietilene, ha realizzato nel 2001 un fatturato di 1,5 miliardi di euro e opera con impianti produttivi in Italia (Brindisi, Ferrara, Priolo, Ragusa e Gela), in Francia (Dunkerque) e in Germania (Oberhausen), con una capacità produttiva complessiva annua di polietilene di 1,6 milioni di tonnellate.

Le vendite dei prodotti della petrolchimica di base (352 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con l'anno precedente. Le vendite dei polimeri (1.310 mila tonnellate) sono diminuite di 104 mila tonnellate, pari al 7,4%, a seguito della minore domanda di prodotto.

Le produzioni della petrolchimica di base (968 mila tonnellate) sono diminuite di 32 mila tonnellate, pari al 3,2%. La produzione di polimeri (1.270 mila tonnellate) è diminuita di 50 mila tonnellate, pari al 3,8%.

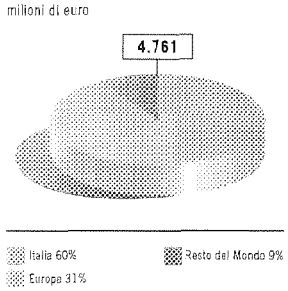
Di seguito si riporta il conto economico dell'esercizio 2001 della Polimeri Europa.

CONTO ECONOMICO DELLA POLIMERI EUROPA

(milioni di €)

	2001
Ricavi	1.463
Costi operativi	(1.474)
Margine operativo lordo	**(11)**
Ammortamenti	(72)
Utile operativo	**(83)**

Fatturato del 2001 per area geografica



Accordo con Dow Chemical

Sono stati stipulati con la Dow Chemical Company: (i) il contratto di cessione del business Poliuretani, attivo in Italia e in Europa, per il corrispettivo di 428 milioni di euro; nella cessione non è incluso l'attivo circolante (38 milioni di euro); (ii) il contratto di acquisto dalla Union

Carbide Corporation del 50% della Polimeri Europa Srl, già partecipata dall'Eni al 50%, per il corrispettivo di 204 milioni di euro commisurato al patrimonio netto contabile al 31 dicembre 1999 della società. Gli accordi sono stati perfezionati il 30 aprile 2001 a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte delle Autorità antitrust europee.

La divisione Poliuretani comprende gli stabilimenti per la produzione di poliuretani situati a Porto Marghera, Brindisi, Priolo e Tertre (Belgio), gli impianti per la produzione di sistemi poliuretanici formulati di Cardano al Campo, Erstein (Francia) e Osnabrueck (Germania), nonché i centri di Ricerca e Sviluppo dei siti produttivi di Porto Marghera, Brindisi, Priolo e Tertre.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (361 milioni di euro) sono aumentati di 96 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 36,2% hanno riguardato prevalentemente il mantenimento dell'efficienza impiantistica e di adeguati standard ambientali e di sicurezza. Sono stati inoltre realizzati interventi per l'automazione del cracker e per il completamento dell'ampliamento dell'impianto cumene/fenolo a Porto Torres, e nuovi impianti per la produzione di CO-idrogeno a Porto Marghera e di gomme termoplastiche a Ravenna.

Gli investimenti in immobilizzazioni immateriali si riferiscono principalmente all'acquisizione del diritto all'incasso di royalties dovute da Polimeri Europa per l'utilizzo della licenza gasphase della Union Carbide nell'impianto di Brindisi (108 milioni di euro).

INGEGNERIA E SERVIZI

■ Sono stati acquisiti ordini di circa 3,7 miliardi di euro. Tra le acquisizioni più significative, nelle *costruzioni e perforazioni*, il contratto di tipo EPIC per lo sviluppo del progetto Kizomba A nell'offshore profondo angolano e nell'*ingegneria* il contratto per la realizzazione in Qatar del più grande impianto al mondo di produzione di GNL.

■ Nel quadro della strategia di rafforzamento delle competenze ingegneristiche volta alla fornitura di servizi integrati nei mercati delle costruzioni mare e della floating production sono state acquistate tre società di ingegneria: la Petromarine e la Barnett & Casbarian, entrambe operanti nel Golfo del Messico, nonché la Moss Maritime AS, operante nella progettazione dei sistemi di produzione galleggiante.

■ L'acquisto del 50% del mezzo navale multiuso Maxita e del 50% della EMC, società leader nella posa di condotte sottomarine di grande diametro nel Mare del Nord, rafforzano il patrimonio di mezzi e di know-how nel mercato delle costruzioni mare.



(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi	2.968	2.346	3.114
Utile operativo	149	144	255
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	425	246	304
Investimenti in partecipazioni	42	22	74
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	13.487	13.217	18.632

Nel febbraio 2002 la Saipem 7000 ha completato la posa della prima delle due condotte sottomarine del gasdotto Blue Stream; è stata raggiunta una profondità d'acqua di 2.150 metri e una velocità di posa di circa 5 chilometri al giorno

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Nel 2001 l'attività *costruzioni e perforazioni* ha beneficiato, oltre che del contributo del progetto Blue Stream, del consolidamento della ripresa della domanda di servizi da parte dell'industria petrolifera che ha determinato l'aumento dei livelli di attività e dei margini unitari nelle aree Costruzioni mare e Perforazioni mare. L'attività *ingegneria* ha risentito della perdurante debolezza della domanda dei principali settori clienti, in particolare il settore petrolchimico, e della contingente situazione di forte competitività del mercato.

Gli ordini acquisiti nell'esercizio (3.716 milioni di euro) sono diminuiti di 993 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 22%, a seguito essenzialmente della circostanza che nel 2000 venne acquisito il progetto, del valore di 2.417 milioni di euro in quota Eni, per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il 92% degli ordini acquisiti riguarda lavori da realizzare all'estero; il 15% riguarda lavori asseguati da imprese dell'Eni. Tenuto conto del giro d'affari sviluppato nell'esercizio, il portafoglio ordini al 31 dicembre 2001 (6.937 milioni di euro) è aumentato di 299 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000, pari al 4,5%. Il 65% del portafoglio ordini riguarda lavori da realizzare all'estero; l'11% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.

Fra le acquisizioni più significative dell'esercizio sono da evidenziare:

nell'attività *costruzioni e perforazioni*:

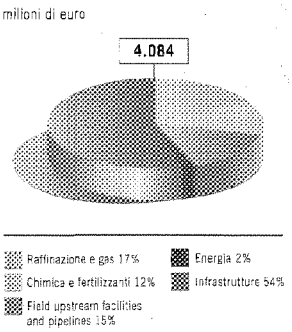
nell'area Costruzioni mare: (i) il contratto tramite Saibos (joint venture con Bouygues Offshore) del valore di circa 124 milioni di euro in quota Eni, per la progettazione, il procurement, l'installazione e la costruzione di flowlines per conto della ExxonMobil nell'ambito dello sviluppo del progetto Kizomba A nell'offshore angolano. Il contratto prevede anche l'installazione di riser, linee minori e ombelicali a una profondità d'acqua di circa 1.000/1.300 metri mediante l'utilizzo del nuovo mezzo navale FDS (Field Development Ship) per lo sviluppo dei campi sottomarini; (ii) il contratto con AIOC, del valore di 95 milioni di euro, per il trasporto e l'installazione di due piattaforme nell'ambito del progetto Chirag in Azerbaigian; (iii) il contratto con la BP, del valore di 45 milioni di euro, per la posa di una condotta di 362 chilometri in Vietnam; (iv) il contratto con BP, del valore di 42 milioni di euro, per il trasporto e l'installazione di una piattaforma e un template nell'ambito del progetto Clair Phase 1 nel Regno Unito; (v) il contratto con la Devon Energy del valore di 41 milioni di euro, per l'installazione di una piattaforma in Cina nell'ambito del progetto Panyu; (vi) il contratto con la Shell, del valore di 38 milioni di euro, per la posa di una condotta nel Mare del Nord nell'ambito del progetto Penguin;

nell'area Floating Production: il contratto in joint venture con Single Buoy Moorings, del valore di 191 milioni di dollari in quota Eni, per la fornitura, l'installazione e la gestione di due mezzi navali di Floating Production Storage Offloading (FPSO) destinati allo sviluppo dei giacimenti offshore di Okono e Okpoho per conto dell'Agip Energy & Natural Resources Nigeria;

nell'area Perforazioni mare: (i) il contratto triennale con la Saudi Arabian Oil Co (Saudi Aramco), del valore di 58 milioni di euro, per il noleggio del Jack-up Perro Negro 2; (ii) il rinnovo per un altro anno del contratto di noleggio con la Saga Petroleum della piattaforma Scarabeo 5 in Norvegia per un valore di 51 milioni di euro;

nell'area Perforazioni terra: (i) il contratto con la Saudi Aramco, del valore di 144 milioni di euro, per il noleggio di sette impianti in Arabia Saudita; il contratto, di durata triennale, attribuisce al cliente l'opzione di rinnovo per un anno; (ii) il contratto triennale con la Pluspetrol,

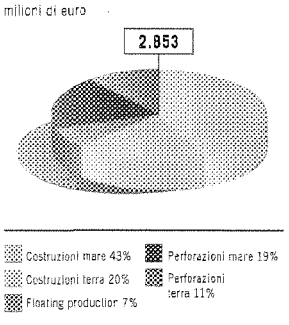
Ingegneria: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 2001

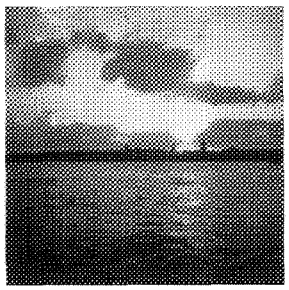


Ordini acquisiti e portafoglio ordini

	1999	2000	(milioni di €) 2001
Ordini acquisiti			
Costruzioni e perforazioni	1.591	1.627	2.186
Ingegneria	997	3.082	1.530
	2.588	**4.709**	**3.716**
Portafoglio ordini			
Costruzioni e perforazioni	2.587	2.630	2.853
Ingegneria	1.851	4.008	4.084
	4.438	**6.638**	**6.937**

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 2001





Turchia
Mar Nero

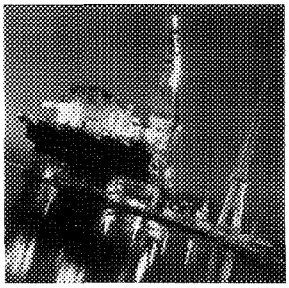
del valore di 54 milioni di euro, per il noleggio di tre impianti in Perù; (iii) il contratto triennale con la Perez Companc, del valore di 11 milioni di euro, per il noleggio di sei impianti in Perù per attività di workover;

nell'area Costruzioni terra: (i) il contratto con la Saudi Aramco, del valore di 141 milioni di euro, per la conversione di un oleodotto in gasdotto in Arabia Saudita; (ii) il contratto con la NAOC, del valore di 7 milioni di euro, per l'installazione di un treno di compressione in Nigeria; (iii) il contratto con la Bord Gais Eireann del valore di 28 milioni di euro, per la posa di un gasdotto di 99 chilometri e di 5 stazioni valvole in Irlanda; (iv) nel febbraio 2002 il contratto in joint venture con la società francese Bouygues Offshore, del valore in quota Eni di 129 milioni di dollari, per la realizzazione chiavi in mano del centro di trattamento olio nel campo Rhourde Ouled Dejmaa (ROD) in Algeria della capacità di 80 mila barili/giorno per conto della Sonatrach/BHP. Il contratto prevede l'ingegneria, il procurement, la costruzione dell'impianto di trattamento nonché delle installazioni ausiliarie (una rete di oleodotti e alcuni depositi di stoccaggio) e la fornitura dei servizi necessari per il funzionamento dell'impianto; (v) il contratto con la società nigeriana NAOC, del valore di 72 milioni di dollari, per l'ampliamento dell'impianto a gas di Obiafu/Obrikom e per la realizzazione di una flow station nelle vicinanze del giacimento Irri. Il contratto prevede l'attività di ingegneria, procurement e costruzione;

nell'attività *ingegneria*: nell'area Raffinazione e gas: (i) il contratto in joint venture con le società giapponesi Chiyoda e Mitsui & Co Ltd, del valore di 720 milioni di euro (quota Eni 50%), per la realizzazione in Qatar del più grande impianto al mondo di produzione di GNL. L'impianto sarà costruito presso il complesso di Ras Laffan per conto della Ras Laffan Liquified Gas Company Ltd II (società partecipata dalla Qatar Petroleum e dalla ExxonMobil) e produrrà circa 4,7 milioni di tonnellate/anno di gas liquefatto. L'Eni e i suoi partner assicureranno l'ingegneria, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione; l'impianto sarà completato entro la fine del 2003; (ii) due contratti chiavi in mano con la Saudi Aramco in Arabia Saudita. Il primo, del valore di 150 milioni di euro, prevede la realizzazione di un impianto di raccolta del greggio, separazione del gas e dell'acqua di formazione, reiniezione dell'acqua nei pozzi, disidratazione e rimozione del sale dall'olio. Il nuovo impianto sarà realizzato nell'arco di 25 mesi e consentirà di aumentare la capacità di produzione dei giacimenti petroliferi di Haradh, nella provincia orientale del Paese. L'Eni assicurerà l'ingegneria di dettaglio, la fornitura materiali, la costruzione, il pre-commissioning e l'assistenza al commissioning. Il secondo, del valore di 120 milioni di euro, prevede la realizzazione di un impianto di produzione di nafta, GPL, cherosene, diesel leggeri e pesanti presso la Raffineria di Ras Tanura. L'impianto avrà una capacità di 200 mila barili/giorno. Il progetto, che comprende l'ingegneria di dettaglio, l'approvvigionamento dei materiali, la costruzione e le attività di pre-commissioning, sarà realizzato nell'arco di 24 mesi; (iii) contratto con la Kuwait Oil Company del valore di 130 milioni di dollari, per la realizzazione di una nuova stazione di compressione del gas, della capacità di 2,5 miliardi di metri cubi/anno, nel Nord del Kuwait. L'Eni assicurerà l'ingegneria, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione dell'impianto; (iv) nel marzo 2002, per conto della Saudi Aramco, il contratto chiavi in mano per la progettazione, l'approvvigionamento dei materiali e la costruzione di un complesso industriale presso Qatif, a circa 30 chilometri da Dhahran. Il complesso sarà costituito da due impianti per la separazione del petrolio dal gas (GOSP) e unità per il trattamento del gas, la stabilizzazione del petrolio e per la produzione di energia elettrica, con una capacità di trattamento di 800 mila barili/giorno. Il tempo di esecuzione è di trentuno mesi; (v) sempre nel marzo 2002, in joint venture paritetica con Technip - Coflexip, Kellogg Brown & Root and JGC, il contratto chiavi in mano per conto della Nigeria LNG per l'espansione dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny in Nigeria. Il progetto, denominato NLNG*plus*, ha un valore di oltre 1,7 miliardi di dollari e prevede la costruzione del quarto e quinto treno di produzione di GNL, con una capacità di circa 5,2 miliardi di metri cubi/anno ciascuno. I treni produrranno anche 1,1 milioni di tonnellate/anno di GPL e 0,4 milioni di tonnellate/anno di condensati. Con il completamento dei due treni previsto a fine 2005, l'impianto di Bonny tratterà 75 milioni di metri cubi/giorno di gas, con una produzione totale di 21,8 miliardi di metri cubi/anno di GNL e 2,3 milioni di tonnellate/anno di GPL.

Nell'ambito della strategia di rafforzamento delle competenze ingegneristiche volta a offrire servizi integrati di tipo EPIC nel mercato delle costruzioni mare e dei sistemi galleggianti di produzione di idrocarburi sono state acquisite:

- la Moss Maritime AS, società di ingegneria norvegese specializzata nella progettazione di sistemi galleggianti di trattamento e di produzione di petrolio, di navi per il trasporto di gas naturale liquefatto (GNL) e di unità semisommergibili di perforazione. Il corrispettivo è stato di 64 milioni di euro. L'acquisizione, la cui efficacia è condizionata al rilascio delle autorizzazioni da parte delle competenti autorità antitrust norvegesi, consentirà all'Eni di rafforzare significativamente le competenze ingegneristiche, in particolare nei sistemi di produzione galleggianti con teste pozzo in superficie grazie a una tecnologia esclusiva che Moss Maritime ha già sviluppato e sperimentato;
- la Petromarine e la Barnett & Casbarian, società statunitensi di ingegneria operanti nel Golfo del Messico, per il corrispettivo complessivo di circa 12 milioni di euro (comprensivo dell'indebitamento finanziario assunto).



Saipem 7000
Nave semisommergibile
per sollevamento strutture
e posa condotte in acque profonde

Inoltre è stata costituita con la brasiliana Construtora Norberto Odebrecht una joint venture per la fornitura di sistemi galleggianti di produzione di idrocarburi che opererà prevalentemente nell'offshore del Brasile e dell'Angola.

È stato acquistato dalla Halliburton Brown & Root Ltd il 50% della European Marine Contractors (EMC), società leader nella posa di condotte sottomarine di grande diametro nel Mare del Nord, già posseduta al 50%. Nel gennaio 2002 sono state ottenute le necessarie autorizzazioni dalle competenti Autorità antitrust e si è proceduto al closing, corrispondendo sia la parte fissa del prezzo, di 115 milioni di dollari sia, in febbraio, la parte variabile, legata all'andamento dell'Oil Service Index, di 19,4 milioni di dollari. Con questa acquisizione l'Eni ottiene la piena disponibilità dei mezzi navali della EMC, tra i quali i semisommergibili Castoro Sei e Semac, consolidando le proprie competenze nel settore della posa di condotte di grande diametro in acque profonde. L'Eni utilizzerà alcuni dei mezzi navali della EMC, attualmente operativi nel Mare del Nord, anche in altre aree del mondo, in particolare nell'Estremo Oriente, mercato che si prevede in forte espansione.

È stato raggiunto un accordo per acquisire il mezzo navale multiuso Maxita in grado di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde. Il mezzo sarà convertito e potenziato per migliorare la flessibilità di utilizzo e l'efficienza mediante l'installazione di gru con capacità di sollevamento fino a 3 mila tonnellate e delle attrezzature del mezzo navale Pearl Marine (che sarà posto in disarmo), nonché la predisposizione per la posa a "reel", "J" e "S". L'investimento è stimato in 70 milioni di euro, comprensivi del costo di conversione del mezzo.

ATTIVITÀ OPERATIVA

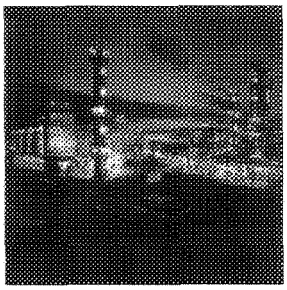
Di seguito si illustrano le principali attività svolte nell'esercizio:

nell'attività *costruzioni e perforazioni*:

nell'area Costruzioni mare: nell'ambito del progetto Blue Stream il 16 febbraio 2002 la nave posatubi Saipem 7000 ha completato la posa in acque profonde della prima delle due condotte sottomarine del gasdotto per il trasporto del gas dalla Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. La condotta, di un diametro di 24 pollici e lunga 385 chilometri, è in fase di collegamento, mediante il mezzo navale Castoro Otto, alla sezione precedentemente installata nelle acque antistanti la costa turca rendendo così la linea pronta per i collaudi e la messa in servizio. La Saipem 7000 ha iniziato le attività nella parte russa del Mar Nero lo scorso ottobre e ha posato su fondali marini a profondità fino a 2.150 metri, raggiungendo punte di velocità di posa di circa 5 chilometri al giorno. Le sfide affrontate e risolte sono state eccezionali, sia per la profondità, sia per i fondali particolarmente scoscesi e irregolari nei versanti russo e turco e per le condizioni meteorologiche avverse con venti di velocità superiore ai 50 nodi. Il 24 febbraio 2002 la Saipem 7000 ha iniziato dal versante russo la posa della seconda linea. Il gasdotto trasporterà a regime 16 miliardi di metri cubi;

nell'area Perforazioni mare: hanno operato pressoché per l'intero anno i mezzi Scarabeo 7 e Saipem 10000; quest'ultimo nell'aprile 2001, perforando al largo della costa del Gabon, ha raggiunto la profondità record di 2.791 metri; sono proseguite le attività operative nelle acque profonde norvegesi con l'impiego dello Scarabeo 5 e dello Scarabeo 6;

nell'area Floating Production: sono proseguite le attività dell'unità di FPSO Firenze nel Canale d'Otranto; nel dicembre è entrata in esercizio in Nigeria, sui campi di Okono/Okpoho, la nuova unità FPSO-Jamestown;



Argentina
Bahia Blanca, impianto di urea

nell'area Costruzioni terra: (i) sono proseguite, in Kazakistan, le attività di costruzione degli impianti e dell'oleodotto del progetto Karachaganak per conto KPO, realizzato in consorzio con Consolidated Contractors Int. Co, che prevede la costruzione di due impianti di trattamento/compressione gas e condensati, di una rete di raccolta e di una linea di trasporto condensati lunga 650 chilometri; (ii) in Arabia Saudita, per conto della Saudi Aramco, sono iniziate le attività di riconversione dell'oleodotto East/West in gasdotto nell'ambito del progetto EPC AY1 Conversion e proseguono le attività del progetto Khuff per il collegamento di nuovi pozzi e la posa di linee di raccolta gas;

nell'attività *ingegneria*:

nell'area Raffinazione e gas: (i) lo sviluppo del centro gas e condensati di Karachaganak in Kazakistan; (ii) la realizzazione della raffineria di Ruwais e del complesso per il trattamento e il frazionamento del gas naturale di Asab in Abu Dhabi; (iii) la realizzazione del progetto grassroots di Bonny per la liquefazione del gas naturale in Nigeria; (iv) gli impianti di recupero di etano e di frazionamento NGL-4 in Qatar per QP;

nell'area Chimica e fertilizzanti: (i) la realizzazione del progetto fertilizzanti a Jose in Venezuela; (ii) la costruzione del più grande impianto di urea al mondo su singola linea a Bahia Blanca in Argentina; (iii) la realizzazione del complesso ammoniaca-urea a Nanchino in Cina.

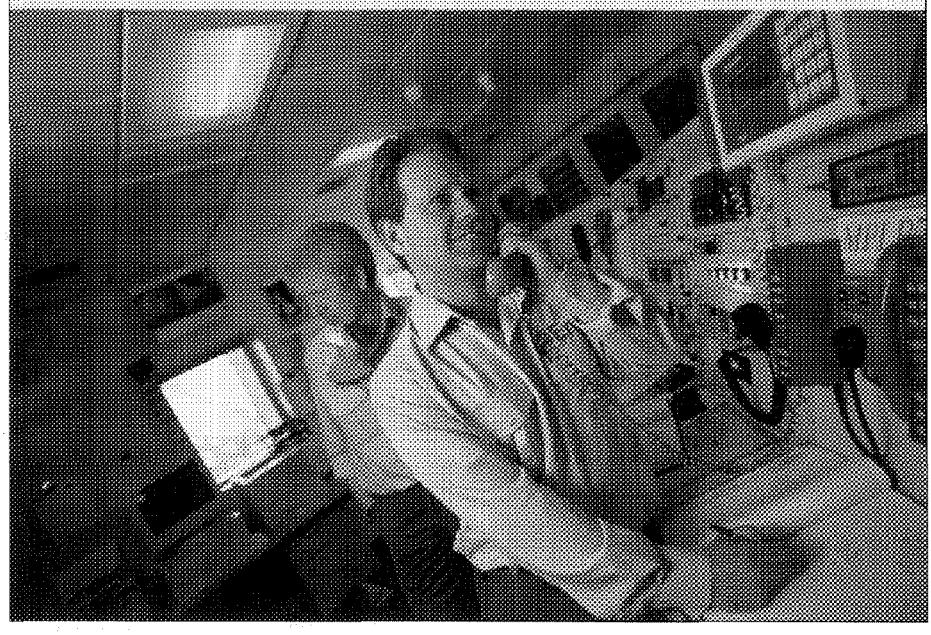
INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (304 milioni di euro) sono aumentati di 59 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 24,1%, e hanno riguardato essenzialmente: (i) l'adeguamento dei mezzi impiegati nella realizzazione del progetto Blue Stream, sia per le attività offshore sia per quelle di supporto a terra; (ii) l'acquisto di attrezzature e mezzi destinati all'area Costruzioni terra per lo sviluppo del giacimento petrolifero di Karachaganak; (iii) il completamento di una nuova nave per lo sviluppo di campi sottomarini (Field Development Ship) a posizionamento dinamico dotata di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate e di un sistema per la posa di condotte in verticale fino a una profondità di 2.000 metri d'acqua; (iv) il potenziamento di impianti di perforazione terra destinati a operare in Arabia Saudita e Kazakistan.

RISORSE UMANE

Nel 2001 l'Eni ha proseguito nella realizzazione di un modello organizzativo in grado di sostenere efficacemente l'attuazione delle linee di sviluppo strategico del Gruppo e, quindi, di perseguire:

- il rafforzamento del governo unitario dei business attraverso una maggiore efficacia dei ruoli di indirizzo e controllo della Corporate;
- l'integrazione delle funzioni di supporto ai business;
- la semplificazione dei processi decisionali e il massimo decentramento ai business delle capacità decisionali e operative per migliorare la reattività al mercato.



Regno Unito
Mare del Nord, piattaforma "Tiffany", sala controllo

Il modello organizzativo prevede opportuni sistemi di delega e di responsabilizzazione diffusa. Un chiaro, condiviso ed efficiente sistema di indirizzi, politiche e linee guida faciliterà la coerente attuazione delle strategie decise dal management e il rispetto dei valori e dei principi gestionali del Gruppo e consentirà un'attività di controllo mirata.

Nell'ambito del Programma Recupero Efficienza e Sviluppo (RES), l'Eni ha attuato una serie di interventi per le risorse umane e l'organizzazione seguendo quattro linee di azione:

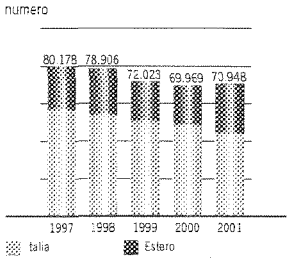
- attrarre e sviluppare le risorse umane seguendo un approccio di marketing interno;

Occupazione a fine periodo

(numero)

	1999	2000	**2001**
Esplorazione e Produzione	7.773	7.741	7.589
Gas Naturale	16.475	15.663	13.850
Generazione Elettrica		437	436
Raffinazione e Marketing	17.061	16.130	15.173
Petrolchimica	13.908	12.857	11.022
Ingegneria e Servizi	13.487	13.217	18.630
Altre attività	3.319	3.924	4.303
	72.023	**69.969**	**70.948**

Occupazione a fine periodo



- decentrare le attività di gestione e sviluppo del personale alle linee operative;

- sostenere la dimensione internazionale del Gruppo;

- tutelare e sviluppare il patrimonio di conoscenze dell'Eni.

Nel biennio 2000-2001 con l'attuazione della politica di incentivazione all'uscita sono state poste le basi per un significativo rinnovamento della compagine manageriale del Gruppo.

Nell'anno è stata emanata la "linea guida per lo sviluppo delle risorse umane", che ha fornito, nell'ambito di un modello decentrato alle linee operative, gli indirizzi per la gestione e lo sviluppo del personale. Gli aspetti innovativi della normativa sono i seguenti: inserimento del processo di pianificazione delle risorse nel più ampio processo di pianificazione del business; definizione dei criteri per la nomina a dirigente e per lo sviluppo verso ruoli manageriali chiave; accelerazione dei processi di sviluppo verso la dirigenza; attenzione alle risorse detentrici di elevato know-how. Con la linea guida sono state emanate le normative e le principali metodologie di Gruppo per la gestione e lo sviluppo.

La costituzione di Eni Corporate University è stato il risultato del progetto di razionalizzazione e rilancio delle attività di formazione e di sviluppo della cultura d'impresa Eni. La società costituisce il polo di competenza per la gestione e lo sviluppo del sistema di conoscenze del Gruppo; rappresenta il punto di contatto istituzionale con il network del mondo accademico sia per le attività formative, sia per la fornitura di supporti a studi di Gruppo; ha il compito di migliorare l'attrattività del Gruppo sul mercato del lavoro e fornire servizi qualificati ed efficienti di reperimento e selezione.

Nel 2001 è stato avviato il progetto Comunicazione Interna volto alla costituzione di una funzione per la gestione organica delle tematiche di Comunicazione Interna Eni a supporto del cambiamento, nell'ambito del quale si pone la realizzazione del portale intranet per i dipendenti. Nel febbraio 2002 è stata costituita l'unità Comunicazione Interna.

Sono state avviate inoltre attività la cui conclusione è prevista nel primo semestre 2002 per: la costituzione dei poli territoriali del personale (shared services territoriali per l'erogazione di servizi nel campo dell'organizzazione e della gestione del personale) e l'implementazione del nuovo sistema informativo del personale.

L'esigenza di rinnovare il sistema di Relazioni industriali, quale sostegno alla gestione attiva dei processi di cambiamento organizzativo correlati alle strategie di crescita dell'Eni, ha prodotto il Protocollo di R.I. del 22/6/2001, sottoscritto da Eni, Società del Gruppo e Organizzazioni sindacali.

Il Protocollo afferma alcuni principi fondamentali, quali l'informazione preventiva del sindacato dei lavoratori, la consultazione e la sperimentazione di nuovi modelli partecipativi che incrementino il grado di condivisione degli obiettivi aziendali. Esso prevede anche organismi paritetici articolati su vari livelli e procedure di informazione che si attivano secondo un calendario di scadenze annue corrispondenti ai più importanti momenti istituzionali (presentazione dei consuntivi e del piano di investimenti, degli scenari di riferimento, del piano quadriennale).

Il Protocollo contiene, inoltre, un primo impegno a realizzare forme di informazione sindacale a livello globale – coerenti con la crescente presenza mondiale dell'Eni – e a salvaguardare principi etici e diritti umani fondamentali nel processo di sviluppo delle attività.

Tali impegni rappresentano anche un'evoluzione dell'esperienza dell'Eni sul terreno del dialogo sociale europeo, realizzata con il Comitato Aziendale Europeo e riconfermata con un nuovo accordo il 22/6/2001, con il quale si rafforza la capacità operativa del Comitato, attraverso una diversa articolazione organizzativa e nuovi momenti di incontro tra Eni, Società e delegati sindacali dei principali Paesi europei.

Nel corso del 2001 è proseguita l'elaborazione sulle tematiche dell'unificazione contrattuale tra aziende dell'Energia Eni e del Petrolio privato. Tale processo produrrà nel 2002 un nuovo contratto unico, dai contenuti ampi che, oltre alla parte economica, definirà e disciplinerà anche la parte normativa, comprendente numerosi istituti ancora diversamente disciplinati.

L'occupazione delle imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2001 è di 70.948 unità, con un aumento di 979 unità (+1,4%) rispetto al 31 dicembre 2000, derivante dal saldo fra l'incremento del personale estero di 5.291 unità (+24,9%) e la diminuzione di quello italiano di 4.312 unità (-8,9%).

I dipendenti assunti in Italia sono 44.378, di cui 41.880 operanti in territorio nazionale, 2.062 operanti all'estero e 436 marittimi. Rispetto al 2000 la diminuzione dell'occupazione italiana di 4.312 unità è dovuta per 3.013 unità al saldo fra assunzioni e risoluzioni e per 1.299 alle cessioni di società/rami d'azienda.

Il processo di miglioramento dell'efficienza in atto è proseguito con 1.600 nuove assunzioni, di cui 740 a tempo determinato e 852 a tempo indeterminato, che hanno riguardato prevalentemente personale laureato (410 unità, di cui 264 ingegneri) e diplomato (380 unità) inseriti in posizioni operative al fine di migliorare il mix qualitativo delle unità produttive.

Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero (26.570 unità) ha registrato un incremento di 5.291 unità dovuto principalmente alle assunzioni a tempo determinato nell'attività *costruzioni e perforazioni* e alle acquisizioni nel settore Esplorazione e Produzione.

RAPPORTI CON LE COMUNITÀ

Nel corso del 2001 l'Eni ha ulteriormente ampliato l'attività volta a consolidare i rapporti di collaborazione con le comunità dei Paesi in cui opera, al fine di promuoverne lo sviluppo socio-economico nel pieno rispetto dei valori e delle tradizioni locali. L'attività svolta ha comportato una spesa complessiva di oltre 47 milioni di euro (22 milioni di euro nel 2000).



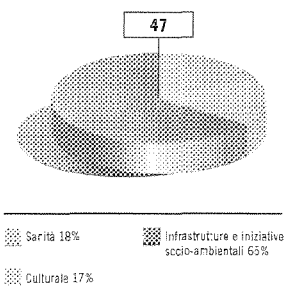
La centralità dell'individuo, il rispetto e la volontà di interagire attivamente con culture differenti costituiscono da sempre caratteri distintivi dell'Eni e del suo modo di essere impresa. Il comportamento imprenditoriale della Società si basa, quindi, non solo sul rispetto delle diversità etniche, sociali e linguistiche, ma, soprattutto, sulla comprensione costante delle diverse realtà sociali e sulla determinazione a contribuire concretamente allo sviluppo sostenibile delle tante comunità con cui l'Eni intrattiene rapporti e relazioni.

Tutto ciò è sorretto dal convincimento che la creazione di valore, sia a breve che a lungo termine, sia meglio garantita dalla costruzione di solide relazioni di amicizia e collaborazione con i popoli che sono partecipi delle iniziative industriali dell'Eni.

Consapevole di disporre di strumenti, tecnologie e risorse umane per dare un importante contributo al miglioramento complessivo delle condizioni di vita delle popolazioni con cui interagisce, l'Eni privilegia, nella strategia di intervento a favore delle comunità, iniziative in grado di svilupparsi autonomamente, integrandosi nel tessuto sociale, culturale e ambientale delle diverse realtà locali e di determinare le migliori condizioni per sostenere uno sviluppo di lungo periodo.

Questo spirito di partnership che guida l'operato del Gruppo sin dagli inizi della sua storia, ha spinto l'Eni ad aderire all'iniziativa delle Nazioni Unite "*Global Compact*" e ai suoi nove principi fondamentali che mirano a promuovere tra i membri della società civile una maggiore consapevolezza nel campo dei diritti umani, del diritto dei lavoratori e della tutela dell'ambiente.

Ripartizione dell'impegno dell'Eni nei confronti delle comunità



INFRASTRUTTURE E INIZIATIVE SOCIO-AMBIENTALI

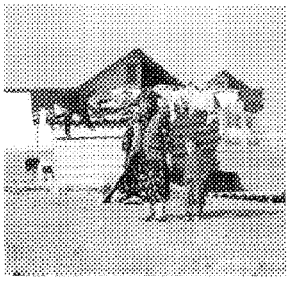
L'Eni contribuisce a rispondere alle esigenze di infrastrutture sociali e materiali delle comunità di paesi partner realizzando iniziative di ristrutturazione di edifici pubblici, ammodernamento di

scuole, costruzione di strade ed eseguendo progetti d'avanguardia per la riduzione dell'impatto ambientale, quali quelli finalizzati alla tutela del patrimonio forestale originario.

L'Eni ha, inoltre, una lunga tradizione di impegno nella formazione universitaria e post-universitaria, e di collaborazione con le istituzioni educative nel campo dell'energia, dell'economia e dell'ambiente.

Gli interventi realizzati nel 2001 hanno riguardato in particolare:

- in Kazakistan, la realizzazione di un programma di opere pubbliche e strutture sociali nell'ambito del quale sono stati avviati la ristrutturazione e l'ampliamento di un centro ricreativo per bambini nella località Baldauren, nei pressi del lago Chuchye, e la costruzione di un edificio da adibire ad abitazioni nella nuova capitale Astana. Nella regione di Atyrau è stata effettuata una prima fase di studio mirata al miglioramento delle tecniche di allevamento degli storioni e relativi metodi di ripopolamento. Sono proseguite inoltre le attività di training e l'organizzazione di soggiorni estivi nel centro di vacanza dell'Eni a Cesenatico per gruppi di bambini provenienti dalle regioni di Uralsk, Atyrau e Semipalatinsk;



Azerbaigian
Assistenza agli sfollati e ai rifugiati insieme all'UNHCR per promuovere l'autosufficienza socio-economica

- in Ecuador, nell'ambito delle iniziative volte al miglioramento delle condizioni di vita delle comunità più isolate della provincia di Pastaza, è continuata la messa a disposizione di mezzi di trasporto aereo e sono state migliorate le infrastrutture per i collegamenti radio tra le diverse comunità. Inoltre sono stati erogati contributi a favore di istituti scolastici, borse di studio per istruzione tecnica secondaria e universitaria nonché forniture di materiale didattico e pasti ai bambini della scuola primaria;

- in Venezuela, tramite l'Humanitarian Aid Fund, organismo costituito dalla Lasmo, sono stati svolti numerosi programmi di sviluppo sociale a favore delle comunità colpite dalle disastrose inondazioni del dicembre 1999 e, in tale ambito, è stato fornito sostegno a numerosi progetti realizzati da Organizzazioni non governative locali. Sono stati realizzati inoltre un programma di addestramento professionale e di reinserimento scolastico per giovani di età compresa tra i 12 e i 18 anni e un progetto di sostegno a favore di diversi istituti scolastici con fornitura di materiale didattico e organizzazione di corsi di formazione per gli insegnanti. Sono in corso di realizzazione un programma di sviluppo rurale integrato, comprendente addestramento, assistenza tecnica e finanziaria, e un progetto di formazione scolastica e addestramento professionale per adulti nell'area di Dación, nella parte orientale del Paese;

- in Pakistan, nelle regioni di Kirthar e di Kadanwari, le principali iniziative di sviluppo sociale hanno riguardato la fornitura di attrezzature e suppellettili a istituti scolastici, la costruzione di un centro di informatica e la fornitura di acqua potabile; nella regione di Kadanwari sono stati svolti inoltre corsi di formazione professionale e programmi di formazione volti a promuovere lo sviluppo di micro attività agricole e imprenditoriali;

- in Brasile l'Eni ha partecipato, in collaborazione con il Ministero dell'istruzione e le municipalità interessate, alla campagna di alfabetizzazione "*Alfabetizaçao Solidària*", promossa dal Governo;

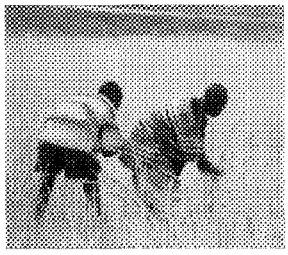
- in Azerbaigian è stato completato il programma di interventi, attuato in collaborazione con l'Alto Commissariato delle Nazioni Unite per i Rifugiati, che ha consentito il miglioramento delle condizioni di vita di 400 famiglie di sfollati e rifugiati nelle regioni di Agjabedi, Barda, Beylagan, Ganja e Khanlar;

- in Cina sono stati erogati contributi a favore delle popolazioni della Mongolia interna colpite da una grave inondazione.

Numerosi sono stati, inoltre, gli interventi realizzati congiuntamente ad altri partner petroliferi:

- in Kazakistan, a Uralsk, è stata realizzata la costruzione di un centro sportivo e del "*Kazakh Drama Theatre*", con il rinnovamento della piazza antistante, la manutenzione di vie urbane, la ristrutturazione di alcuni edifici, tra cui quello della "*Philarmonic Society*", e la costruzione di una scuola in un villaggio nei dintorni della città; ad Aksai sono stati realizzati un sistema per la fornitura di acqua potabile e lavori di ingegneria per la costruzione di gas pipeline e sistemi idrici; ad Atyrau e Mangystau sono state realizzate la ristrutturazione di un collegio musicale, la costruzione di abitazioni e la costruzione e il potenziamento di sistemi idrici;

- in Nigeria è continuata l'implementazione del piano di sviluppo quinquennale del programma agricolo integrato "*Green River Project*" che prevede un ampliamento delle aree di intervento e del numero di famiglie rurali beneficiarie. In particolare nel 2001 è stato completato un progetto di risicoltura che contribuirà in modo efficace a soddisfare il fabbisogno della popolazione dell'area. In campo ambientale è proseguita l'esecuzione del "*Gas Master Plan*", il programma che si propone di eliminare la combustione del gas associato in torcia entro il 2002 sulla terraferma ed entro il 2004 nella zona paludosa del Delta del Niger e, in tale ambito, nell'impianto di Obiafu-Obrikom è stata installata una turbina da 22 megawatt totalmente dedicata alla produzione di energia elettrica da distribuire alle comunità locali;



Green River Project
Burna Rice Farm rappresenta la prima risaia del Delta del Niger e arriverà a produrre 200 tonnellate di riso nel 2003

- in Angola è stata completata la costruzione di un centro tecnico-professionale per meccanici ed elettricisti a Catumbela, nella regione di Benguela, che diventerà operativo nei prossimi mesi;
- in Egitto l'Eni partecipa al finanziamento di un progetto per la realizzazione di un "*Planet Aquarium*", destinato ad accogliere e far conoscere al pubblico molte specie rare che popolano il Mediterraneo e il Mar Rosso.

In Italia le iniziative hanno riguardato in particolare:

- in Val d'Agri, il sostegno a un programma di supporto ambientale, finalizzato a tutelare e valorizzare le risorse naturali del territorio interessato dall'attività esplorativa ed estrattiva, ad avviare azioni di sviluppo per potenziare l'occupazione locale e a migliorare la qualità della vita delle comunità residenti. I progetti comprendono la realizzazione di un sistema di monitoraggio ambientale, la costituzione di un osservatorio ambientale, la promozione di iniziative per lo sviluppo sostenibile, l'estensione della locale rete metanifera per fornire energia pulita alle comunità della Valle;
- il rinnovo del contributo a favore dell'"*Associazione Rainbow*" per l'organizzazione di un convegno sul problema della tossicodipendenza presso la Comunità di San Patrignano;
- la prosecuzione della collaborazione con l'"*Associazione Manuel Rumi*" di Como che tra le sue attività ha la realizzazione di pozzi d'acqua nei Paesi dell'Africa sahariana;
- la concessione di cinquanta borse di studio per corsi post-laurea tramite la Scuola Superiore Enrico Mattei.

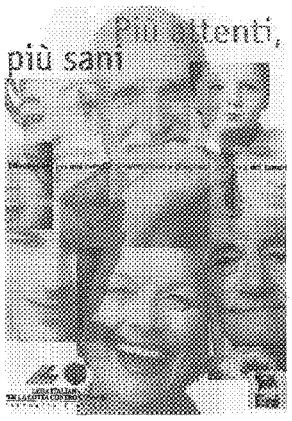
SANITÀ

In molti dei paesi dove l'Eni opera, le problematiche sanitarie rappresentano spesso un forte ostacolo alle prospettive di sviluppo delle popolazioni. Per questo motivo il Gruppo rivolge costantemente il proprio impegno in questo settore.

Nel corso dell'anno sono stati intensificati i rapporti e gli accordi di collaborazione con importanti strutture sanitarie e istituti di ricerca italiani e attuati interventi, spesso in collaborazione con Organizzazioni non governative, finalizzati al miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie delle comunità locali e allo sviluppo dei sistemi sanitari locali; in particolare:

- in Venezuela è stato finanziato un programma di recupero e ristrutturazione di un centro di assistenza sanitaria esistente presso la comunità di Catuche e avviato il finanziamento per la realizzazione di un progetto di "*Emergent Health Model*" che prevede un programma di assistenza alle famiglie attraverso campagne di informazione sanitaria, servizi sociali e supporto psicologico. È anche in corso di realizzazione un progetto di potenziamento delle strutture sanitarie nell'area di Dación, finalizzato a migliorare il livello e la quantità dei servizi forniti;
- in Kazakistan è stato avviato un progetto che prevede la ricostruzione e l'ampliamento di una casa di cura in un villaggio a circa 200 chilometri dalla capitale Astana; inoltre, congiuntamente ad altri partner petroliferi, si è proceduto alla ristrutturazione dell'ospedale regionale di Uralsk e al completamento del reparto maternità dell'ospedale di Aktau;
- in Pakistan i principali progetti hanno riguardato la realizzazione di una clinica, di centri per l'assistenza sanitaria materna e infantile, di dispensari e di cliniche mobili per portare assistenza medica a villaggi remoti;

- in Egitto sono state fornite due unità di emodialisi e una unità di ventilazione all'Ospedale italiano Umberto I del Cairo, importante centro di riferimento per la popolazione locale e per la comunità italiana residente;
- in Angola è proseguito il sostegno al centro sanitario "*Bairro Operario*" di Luanda, con la fornitura come negli anni precedenti di medicinali e di attrezzature;
- in Ecuador è continuato il supporto alla rete di presidi medici che collegati via radio con il centro sanitario di Villano forniscono assistenza sanitaria di base e medicinali alle comunità della provincia di Pastaza;
- in Azerbaigian, si è concluso l'importante programma di lotta alla malaria (Roll Back Malaria), avviato nel 1999 in collaborazione con il Ministero della sanità azero, l'Organizzazione Mondiale della Sanità, l'Unicef, la Federazione Internazionale della Croce Rossa e della Mezza Luna Rossa e Medici senza Frontiere. Il programma ha consentito di ridurre di circa il 90% l'incidenza della malattia, contenendo anche significativamente l'area di diffusione nel Paese. Inoltre, in collaborazione con altri partner petroliferi, l'Eni ha continuato a sostenere il programma di potenziamento del sistema sanitario di base "*Primary Health Care Revitalization*", nelle regioni di Neftchala e Lenkeran, prospicienti il Caspio.



Italia
Insieme alla Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori per diffondere una cultura della prevenzione

Anche in Italia l'impegno in campo sanitario è stato rilevante:

- è stato avviato un rapporto in collaborazione a livello nazionale con la Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori che ha consentito, come primo intervento, la realizzazione di una campagna di sensibilizzazione e informazione orientata alla prevenzione;
- è continuata la collaborazione con il Polo Universitario dell'Ospedale Sacco di Milano per la realizzazione di un Centro sulla Telematica Sanitaria finalizzato a migliorare le prestazioni e la diagnosi a distanza;
- è stata avviata una collaborazione con l'Istituto Gaslini di Genova a sostegno del progetto "Dottori Sogni: clown per i bambini del Gaslini" che si propone di migliorare la qualità della vita dei piccoli degenti attraverso visite settimanali di clown addestrati al lavoro in ambito ospedaliero;
- è stato fornito un sostegno a favore dell'Associazione "Bambini in Emergenza" che gestisce a Bucarest una casa di accoglienza per bambini abbandonati e malati di Aids;
- sono proseguiti i rapporti di collaborazione con l'Unicef e il sostegno alle attività dell'organizzazione nel campo della prevenzione delle malattie dell'infanzia;
- è stata supportata l'organizzazione del Congresso Nazionale di Medicina del Lavoro e Igiene Industriale.

Attraverso le strutture sanitarie dell'Eni è stata inoltre consolidata e sviluppata la promozione di rapporti di collaborazione e di interscambio tra importanti istituzioni sanitarie italiane e strutture sanitarie dei paesi in cui il Gruppo è presente, al fine di potenziare il livello di formazione del personale medico e la qualità dei servizi erogati. Al riguardo si citano le seguenti iniziative:

- accordo di gemellaggio e collaborazione, patrocinato dalla Regione Lombardia, tra l'Ospedale Sacco di Milano, specializzato in malattie tropicali, e l'Ospedale di Talangaï in Congo, nosocomio recentemente ristrutturato dall'Eni; nel quadro dell'accordo la struttura milanese fornisce assistenza e formazione per il personale medico, paramedico e amministrativo locale, oltre che per la manutenzione delle strutture dell'ospedale;
- accordo con il Centro Nazionale delle Ricerche (CNR) di Pisa, in base al quale il Dipartimento di cardiologia e ricerche vascolari del Centro ospita medici libici per un master internazionale in cardiologia, cardiochirurgia e anestesia;
- collaborazione con l'istituto chimico Centro di Riabilitazione Villa Beretta, in provincia di Lecco, che svolge attività di ricerca scientifica nel campo della medicina riabilitativa in partnership con prestigiose istituzioni italiane e straniere (Dipartimento di Bioingegneria del Politecnico di Milano, Istituto Neurologico Besta di Milano, Dipartimento di Medicina Riabilitativa della New Jersey University di Newark).

L'Eni ha aderito inoltre all'appello lanciato da governi e istituzioni multilaterali per la costituzione di un fondo speciale "*The Global Fund to fight AIDS, Tubercolosis & Malaria*" destinato a promuovere iniziative in campo sanitario, in particolare in Africa.

CULTURA



Italia - Potenza
Mostra "Archeologia e petrolio"

L'impegno dell'Eni nel campo della cultura si esplicita attraverso numerose iniziative, sviluppate con le principali istituzioni operanti nel settore, volte alla promozione del dialogo e dell'interscambio tra culture diverse e al recupero e alla conservazione del patrimonio monumentale e artistico.

In tale ambito, nel corso del 2001, è proseguito il sostegno alle principali istituzioni musicali italiane:

- l'Eni è socio della Fondazione Teatro alla Scala di Milano, della Fondazione Teatro La Fenice di Venezia e dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia; sostiene, inoltre, la Fondazione Teatro Regio di Torino e collabora con il Teatro dell'Opera di Roma;
- da molti anni, come segno d'attenzione alla vita culturale di una città sede di numerose attività del Gruppo l'Eni promuove il Ravenna Festival, evento di gran valore artistico e di fama internazionale;
- in occasione delle celebrazioni del Centenario Verdiano, l'Eni ha sponsorizzato l'allestimento, presso il Teatro Comunale di Ferrara, dell'opera lirica "Simon Boccanegra" diretta dal Maestro Claudio Abbado;
- è proseguito il rapporto di collaborazione con il Fondo per l'Ambiente Italiano (FAI), nel cui ambito è stato erogato un contributo alla realizzazione del prestigioso concerto dei Solisti Veneti, diretti dal Maestro Claudio Scimone, presso il Teatro Lirico di Cagliari;
- è stato rinnovato il contributo al Festival di Spoleto e il sostegno all'Associazione Musicale della Magna Grecia di Taranto, punto di riferimento per i giovani musicisti dell'Italia meridionale.

È proseguita la collaborazione con il Palazzo Ducale di Genova: "Viaggio in Italia", la mostra sponsorizzata dall'Eni nel 2001, ha ripercorso un itinerario artistico lungo cinque secoli, dalle Corti Rinascimentali al Novecento, in un'Italia narrata da famosi viaggiatori stranieri.

È continuato il supporto alle "Giornate internazionali della ricerca scientifica e tecnologica" di Torino, con l'assegnazione di premi a progetti europei di ricerca nei settori dell'energia, dell'ambiente e dell'informazione.

Inoltre l'Eni ha:

- aderito alla costituzione della "Fondazione COTEC" che ha lo scopo di incoraggiare e promuovere attività, studi, ricerche e corsi di formazione nel campo della ricerca e dell'informazione tecnologica in Italia;
- collaborato con la Soprintendenza per i Beni Archeologici della Basilicata per la realizzazione a Potenza della mostra "Archeologia e Petrolio" nella quale sono esposti gli straordinari reperti rinvenuti nella Val d'Agri e nella Valle del Sauro durante le operazioni di scavo per la costruzione dell'oleodotto tra Viggiano e Taranto;
- collaborato con l'Accademia Italiana a Londra e la Soprintendenza di Pompei all'allestimento della mostra "*Pompei: Images from the Buried Cities*" tenutasi ad Aberdeen, in Scozia, nell'estate 2001.

È proseguita l'attività di promozione e valorizzazione del patrimonio artistico e culturale dei Paesi in cui il Gruppo svolge la propria attività. In tale contesto si collocano il contributo alla organizzazione della manifestazione culturale milanese "Festival del Cinema Africano", volta a favorire lo scambio e la conoscenza tra popoli e culture, il sostegno all'Istituto di Archeologia dell'Università di Palermo per il restauro del Tempio di Zeus a Cirene, in Libia e la sponsorizzazione del Museo del petrolio di Stavanger in Norvegia insieme alle altre compagnie petrolifere presenti nel Paese.

RICERCA SCIENTIFICA E TECNOLOGICA

Nel 2001 l'Eni ha investito nell'attività di ricerca scientifica e tecnologica 203 milioni di euro (234 nel 2000). A fine anno il personale impegnato nelle attività di ricerca era di 1.500 unità (1.706 al 31 dicembre 2000).



Saipem 10000
sala controllo

L'attività svolta ha consentito il deposito in Italia di 65 nuove domande di brevetto (74 nel 2000).

Nel corso dell'anno sono state applicate industrialmente per la prima volta le seguenti tecnologie messe a punto dalla ricerca interna:

Nel settore Esplorazione e Produzione è stata messa a punto la metodologia innovativa 3Drilling per la progettazione dei pozzi a traiettoria complessa, volti a massimizzare la produzione di idrocarburi in situazioni geologico-ambientali critiche, e sono state realizzate due applicazioni della metodologia Hyperspectrometry & Hydrocarbon Detection per la identificazione di accumuli di idrocarburi nel sottosuolo mediante l'interpretazione geologica di immagini aeree. Si è conclusa l'implementazione a bordo della Saipem 7000 delle tecnologie di posa sviluppate per la realizzazione del Blue Stream; sono stati messi a punto i due principali sistemi di intervento subacqueo per il progetto Blue Stream: la macchina per l'interro della condotta, capace di operare sino a 2.200 metri di profondità, e il sistema di recupero della condotta in fase di posa. A bordo della Saipem 10000 è stato installato il Riser Position Reference System che opera come advisory innovativo per il posizionamento dinamico prendendo come riferimento il riser di perforazione.

Nel downstream olio è stata avviata la produzione di un nuovo taglio di olio base lubrificante che ha permesso la riformulazione dei principali prodotti della linea trazione e industria; è stata svolta un'attività di supporto al lancio commerciale della nuova linea "Sint Evolution" e sono stati resi disponibili sul circuito vendite due nuovi additivi disperdenti.

Nel settore Petrolchimica sono stati realizzati nuovi tipi di polimeri stirenici espandibili per l'edilizia con caratteristiche antiurto, per la refrigerazione e l'elettronica.

Nel corso dell'anno sono entrate in fase avanzata di sviluppo numerose tecnologie, tra le quali:

Nel settore Esplorazione e Produzione è stato reso operativo il sistema verticale VASPS per il pompaggio sottomarino di idrocarburi e la separazione gas/olio, sviluppato in collaborazione con ExxonMobil e Petrobras. È stata sviluppata, e verificata in un pozzo, una tecnica di perforazione in acque profonde in doppio gradiente (dual gradient) che prevede di alleggerire il fango carico di detriti in risalita dal pozzo miscelandolo con un fluido contenente "glass bubble". È stato avviato lo sviluppo di un nuovo concetto di sistema di produzione galleggiante denominato "Octabuoy", basato sulla tecnologia proprietaria della Moss Maritime. È stata completata la

PRINCIPALI LINEE DI RICERCA

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti (*)
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti (*)
Sistemi avanzati di perforazione

Performance dei processi e differenziazione dei prodotti
Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione (*)

Valorizzazione dei feedstocks
Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze (*)
Conversione del gas a prodotti liquidi (*)
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri (*)

Tutela dell'ambiente
Riformulazione di carburanti e lubrificanti (*)
Processi catalitici "puliti" (*)
Monitoraggio della qualità dell'aria (*)
Bonifica di terreni inquinati (*)

(*) *Linee di ricerca sostenute con il contributo dei Fondi Eni per la Ricerca.*

costruzione di un impianto industriale innovativo per la purificazione del gas naturale basato sull'utilizzo di membrane selettive nei confronti del metano e di altri gas da separare, con riduzione dei costi e dell'impatto ambientale.

Nell'area della valorizzazione del gas naturale è iniziata la fase di avviamento e prove dimostrative della tecnologia "Sintesi cere da Fischer - Tropsch" da gas naturale presso la raffineria di Sannazzaro. È proseguita inoltre l'attività di ricerca sull'utilizzo di acciai di alta resistenza meccanica (grado X100) per la realizzazione di condotte per il trasporto di grandi quantità di gas a lunga distanza ad alta pressione. Risultati promettenti sono stati ottenuti anche da prove su un impianto pilota di una nuova tecnologia di ossidazione parziale catalitica del gas naturale a dare gas di sintesi o idrogeno.

Nell'area della valorizzazione dei greggi pesanti, importanti risultati sono stati ottenuti nell'idroconversione dei residui in fase slurry con la messa a punto della tecnologia EST (Eni Slurry Technology) che permette la trasformazione in distillati di residui ultra-pesanti, azzerando la produzione di olio combustibile, con vantaggi anche per il downstream olio. Sarà decisa la realizzazione presso la raffineria di Taranto di un impianto dimostrativo.

Nel settore Gas Naturale è in corso un impegno rilevante per il miglioramento del controllo dei metanodotti in aree instabili; sono in fase di sviluppo modelli matematici per le analisi ambientali e di sicurezza della rete di trasporto gas e di alcune fasi di produzione dell'impianto di rigassificazione GNL di Panigaglia.

Per le energie rinnovabili, nel fotovoltaico è iniziato lo sviluppo con la Pacific Solar della tecnologia a film sottile.

Nella Petrolchimica è stato ottimizzato lo schema di processo del 2,6-dimetilnaftalene ed è in corso la progettazione di un impianto pilota per la sperimentazione pre-industriale; nuovi prodotti elastomerici sono stati messi a punto per i settori "non-tessuto" e calzature.

Relativamente agli aspetti ambientali, è stata messa a punto, tra l'altro, una tecnologia di bonifica di suoli contaminati da composti organici basata sull'estrazione con un solvente eco-compatibile idoneo per contaminanti usualmente recalcitranti alla biodegradazione (idrocarburi a elevate concentrazioni, composti clorurati aromatici, etc.).

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

I temi della salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica costituiscono parte integrante del processo di programmazione, attuazione e controllo dello sviluppo e della gestione delle attività industriali e commerciali.

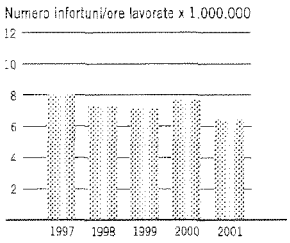


Saipem 10000
esercitazione

Per garantire il perseguimento di obiettivi di continuo miglioramento, è in atto da diversi anni un programma di certificazione dei sistemi di gestione e di verifica sistematica e periodica della loro funzionalità. Tutti i siti industriali e le unità operative più esposti a rischi per la salute, la sicurezza, l'ambiente e l'incolumità pubblica sono già certificati secondo i più avanzati standard internazionali. Le certificazioni ISO 14001 sono tuttora prevalenti, ma sono in aumento le registrazioni EMAS che prevedono la dichiarazione ambientale annuale.

Anche il 2001 è stato caratterizzato da un'intensa attività di certificazione e di audit. Nel settore Esplorazione e Produzione è stata confermata la certificazione del sistema di gestione ambientale secondo lo standard ISO 14001. Nel settore Gas Naturale sono state confermate 23 certificazioni ISO 14001 per le centrali di compressione e per l'impianto di rigassificazione di Panigaglia. Sono state convalidate 8 certificazioni delle navi cisterna secondo l'International Safety Management Code dell'International Maritime Organization. L'Italgas ha realizzato un sistema di gestione integrato salute, sicurezza, ambiente e qualità che fa riferimento a un unico manuale e ha una serie di procedure che governano tutti i processi che afferiscono alla qualità del servizio erogato (ISO 9001/2000), alla salvaguardia dell'ambiente (ISO 14001/1996) e alla sicurezza del lavoro (OHSAS 18001/1999). Nel settore Raffinazione e Marketing 6 nuovi siti sono stati certificati secondo lo standard ISO 14001 nel corso del 2001, che hanno portato a 19 il totale delle certificazioni conseguite. Nel settore Petrolchimica il sito di Priolo è stato registrato secondo il regolamento EMAS e i siti di Porto Marghera e Porto Torres sono stati certificati secondo lo standard ISO 14001. Attualmente 10 siti in Italia e 3 all'estero sono certificati ISO 14001 e 4 siti italiani sono registrati EMAS.

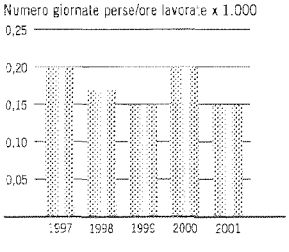
Indice di frequenza degli infortuni - Totale Eni



La diffusione delle certificazioni dei sistemi di gestione ha comportato anche l'espansione delle attività di audit. A tal fine sono stati formati e utilizzati 478 auditor interni.

Nel 2001 gli indici infortunistici hanno registrato un miglioramento rispetto all'anno precedente. L'indice di frequenza è stato pari a 6,48, con una diminuzione del 16%; l'indice di gravità è sceso a 0,15, con una riduzione del 25%.

Indice di gravità degli infortuni - Totale Eni



La formazione riveste un ruolo centrale nella gestione Eni della sicurezza e della tutela ambientale. Nel 2001 sono state realizzate 312.087 ore di formazione per un totale di 75.767 partecipazioni.

Complessivamente nella gestione delle attività di tutela della salute, sicurezza e ambiente sono state impegnate 657 persone equivalenti a tempo pieno.

Sono proseguite le iniziative volte a promuovere lo sviluppo di un sistema energetico più sostenibile e in particolare:

- la definizione e l'avviamento di un programma di azzeramento del gas associato bruciato in torcia, che una volta completato potrà dare un contributo per la riduzione delle emissioni di CO_2 dell'ordine di 10 milioni di tonnellate/anno;
- la partecipazione, in collaborazione con altre compagnie petrolifere, a un vasto programma di sviluppo di tecnologie più efficienti ed economiche per la separazione della CO_2 e il suo confinamento geologico;
- un maggiore impegno per lo sviluppo di tecnologie più economiche nel campo della conversione fotovoltaica, in collaborazione con un qualificato partner internazionale.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi della gestione caratteristica	31.008	47.938	48.925
Altri ricavi e proventi	952	905	921
Costi operativi	(22.782)	(34.228)	(34.679)
Margine operativo lordo	**9.178**	**14.615**	**15.167**
Ammortamenti e svalutazioni	(3.698)	(3.843)	(4.771)
Utile operativo	**5.480**	**10.772**	**10.396**
(Oneri) proventi finanziari netti	10	64	(259)
(Oneri) proventi netti su partecipazioni	89	33	(216)
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**5.579**	**10.869**	**9.921**
Proventi (oneri) straordinari netti	(528)	(512)	1.837
Utile prima delle imposte	**5.051**	**10.357**	**11.758**
Imposte sul reddito	(2.054)	(4.335)	(3.590)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**2.997**	**6.022**	**8.228**
Utile di terzi azionisti	(140)	(251)	(477)
Utile netto	**2.857**	**5.771**	**7.751**

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2001 chiude con l'utile netto record di 7.751 milioni di euro, con un incremento di 1.980 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 34,3%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento dei proventi straordinari netti di 2.349 milioni di euro connesso alle maggiori plusvalenze nette conseguite (3.387 milioni di euro), in particolare dal collocamento sul mercato del 40,24% delle azioni Snam Rete Gas SpA e dalla cessione di parte del patrimonio immobiliare di Gruppo e del business Poliuretani della Petrolchimica, parzialmente assorbite dall'aumento degli oneri straordinari di 1.038 milioni di euro dovuto ai maggiori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica; (ii) alle minori imposte sul reddito (805 milioni di euro) connesse essenzialmente agli effetti della rivalutazione volontaria dei beni (L. 342/2000) effettuata da alcune società del Gruppo nell'esercizio 2000. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione di 376 milioni di euro, pari al 3,5%, dell'utile operativo, in particolare per la flessione dei prezzi del petrolio; (ii) dalla variazione negativa di 323 milioni di euro del saldo oneri/proventi finanziari a seguito della crescita dell'indebitamento finanziario netto; (iii) dalla variazione negativa di 249 milioni di euro del saldo oneri/proventi su partecipazioni dovuto essenzialmente alle maggiori perdite rilevate dalle partecipate; (iv) dalla quota di utili di Snam Rete Gas attribuita ai terzi azionisti a seguito del collocamento (232 milioni di euro).

Pur in presenza di una flessione dei prezzi dei greggi di produzione del 16% e del peggioramento di 336 milioni di euro dell'utile operativo della Petrolchimica, l'utile netto prima delle componenti non ricorrenti (-1.994 milioni di euro) e dell'attribuzione ai terzi azionisti dell'utile di competenza di Snam Rete Gas (+232 milioni di euro) aumenta del 3,2% (5.989 milioni di euro contro i 5.804 milioni di euro del 2000).

Le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza hanno consentito di realizzare risparmi di costi di 475 milioni di euro (compresa la Lasmo), compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale, all'inflazione e all'effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro. I risparmi ottenuti nel 2001 hanno portato a 1.199 milioni di euro la riduzione complessiva registrata nel triennio 1999-2001, corrispondente al 40% del target di 3 miliardi di euro programmato per il 2005.

La redditività del capitale investito (ROACE) è aumentata significativamente attestandosi al 24% (21,5% nel 2000).

Principali indicatori di mercato

	2000	2001
Prezzo medio greggio Brent dated (1)	28,39	24,46
Margini europei medi di raffinazione (2)	3,99	1,97
Cambio medio euro/USD	0,924	0,896
Euribor - Euro a tre mesi (3)	4,4	4,3

(1) In dollari USA per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(2) In dollari USA per barile FOB Mediterraneo greggio Brent, benzina senza piombo. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.
(3) Valori percentuali.

L'utile operativo (10.396 milioni di euro) è diminuito di 376 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 3,5% (1,7% prima delle componenti non ricorrenti), a seguito:

- della riduzione dell'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione (619 milioni di euro, pari al 9,4%) dovuta alla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal contributo dell'acquisizione della Lasmo (275 milioni di euro), dalla maggiore produzione venduta di gas naturale in Italia (5,4 milioni di boe, pari al 6,1%), dall'aumento del prezzo del gas di produzione (2%), dall'apprezzamento del dollaro sull'euro (3%) e dalla riduzione dei costi;
- del peggioramento di 336 milioni di euro del risultato operativo della Petrolchimica (che ha registrato la perdita di 332 milioni di euro a fronte dell'utile di 4 milioni di euro conseguito nel 2000) dovuto essenzialmente alla diminuzione dei margini (14%) e dei volumi venduti (6,8%) connessa al calo della domanda di prodotti petrolchimici, nonché agli effetti della flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte.

Queste flessioni sono state parzialmente compensate:

- dall'aumento dell'utile operativo del settore Gas Naturale (456 milioni di euro, pari al 14,5%) dovuto essenzialmente all'incremento del margine della distribuzione primaria, alla riduzione dei costi, nonché ai maggiori volumi venduti dalla distribuzione secondaria in Italia e all'estero, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla variazione del mix di vendita della distribuzione primaria e dalla flessione del margine della distribuzione secondaria;
- dall'aumento dell'utile operativo del settore Ingegneria e Servizi (111 milioni di euro, pari al 77,1%) dovuto al positivo andamento dell'attività *costruzioni e perforazioni*;
- dall'aumento dell'utile operativo del settore Generazione Elettrica (38 milioni di euro, pari al 135,7%) dovuto essenzialmente all'incremento del margine di vendita dell'energia elettrica.

L'utile operativo del settore Raffinazione e Marketing (985 milioni di euro) è rimasto sostanzialmente sugli elevati livelli dell'esercizio 2000; gli effetti della flessione del margine di raffinazione (margine sul Brent -50,6%) sono stati compensati dall'incremento dei margini di distribuzione dei prodotti petroliferi sul mercato europeo, dai minori oneri ambientali e dalla riduzione dei costi.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Esplorazione e Produzione	6.840	12.308	13.960
Gas Naturale	9.900	13.935	16.499
Generazione elettrica		492	603
Raffinazione e Marketing	14.415	25.462	22.383
Petrolchimica	4.096	6.018	4.761
Ingegneria e Servizi	2.988	2.146	3.114
Altre attività	555	608	695
Attività in corso di dismissione	83		
Elisioni di consolidamento	(7.869)	(13.031)	(11.786)
	31.008	**47.938**	**48.925**

I ricavi della gestione caratteristica (ricavi) conseguiti nel 2001 (48.925 milioni di euro) sono aumentati di 987 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 2,1%, a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi del gas naturale, dell'incremento della produzione venduta di

idrocarburi, dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e del maggior volume di attività del settore Ingegneria e Servizi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del prezzo del petrolio e dei prezzi di vendita dei principali prodotti del downstream, nonché dalla flessione dei volumi di vendita dei prodotti petrolchimici.

I ricavi del settore Esplorazione e Produzione (13.960 milioni di euro) sono aumentati di 1.652 milioni di euro, pari al 13,4%, a seguito principalmente: (i) dell'aumento della produzione venduta di idrocarburi (72 milioni di boe, pari al 17%) connesso principalmente all'acquisizione della Lasmo; (ii) dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (iii) dell'incremento dei prezzi del gas naturale (2%); (iv) dei maggiori volumi commercializzati di idrocarburi di acquisto (39 milioni di boe). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%).

I ricavi del settore Gas Naturale (15.495 milioni di euro) sono aumentati di 1.560 milioni di euro, pari all'11,2%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale.

I ricavi del settore Generazione Elettrica (603 milioni di euro) sono aumentati di 111 milioni di euro, pari al 22,6%, a seguito dell'avvio nel 2001 dell'attività di commercializzazione ai clienti idonei di energia elettrica di acquisto e dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (22.083 milioni di euro) sono diminuiti di 3.379 milioni di euro, pari al 13,3%, a seguito della flessione dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (per il gasolio e la benzina super venduta sulla rete Italia rispettivamente del 9,1 e dell'8,2%) e della minore commercializzazione di greggi di acquisto (3,6 milioni di tonnellate).

I ricavi del settore Petrolchimica (4.761 milioni di euro) sono diminuiti di 1.257 milioni di euro, pari al 20,9%, a seguito della riduzione del 13,9% dei prezzi medi di vendita dei prodotti e della flessione del 6,8% dei volumi di vendita, anche per effetto della cessione del business Poliuretani.

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (3.114 milioni di euro) sono aumentati di 968 milioni di euro, pari al 45,1%, a seguito della maggiore attività svolta, in particolare nell'attività *costruzioni e perforazioni*.

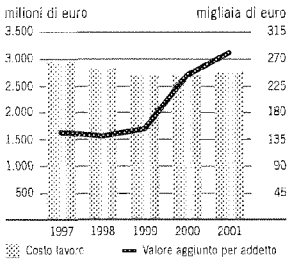
COSTI OPERATIVI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.000	31.442	31.828
Costo lavoro	2.782	2.786	2.851
	22.782	**34.228**	**34.679**

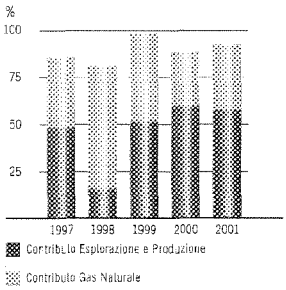
I costi operativi sostenuti nel 2001 (34.679 milioni di euro) sono aumentati di 451 milioni di euro rispetto al 2000, pari all'1,3%, a seguito principalmente: (i) dell'aumento dei costi di approvvigionamento del gas naturale; (ii) dell'entrata nell'area di consolidamento della Lasmo; (iii) della maggiore attività svolta nel settore Ingegneria e Servizi; (iv) della maggiore commercializzazione di idrocarburi di acquisto (13 milioni di boe); (v) dell'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla flessione delle quotazioni internazionali delle materie prime petrolifere e petrolchimiche; (ii) dalle minori produzioni nella Petrolchimica (702 mila tonnellate, pari all'8,2%), anche per effetto della cessione del business Poliuretani; (iii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza che ha compensato pressoché interamente l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Costo lavoro e valore aggiunto per addetto



Il costo lavoro (2.851 milioni di euro) è aumentato di 65 milioni di euro, pari al 2,3%, a seguito essenzialmente dell'entrata nell'area di consolidamento della Lasmo, delle assunzioni a tempo determinato nel settore Ingegneria e Servizi, connesse con l'incremento dell'attività svolta, e della crescita di circa il 2,6% del costo lavoro unitario in Italia. Questi effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia di circa 2.800 unità dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate.

Contributi dei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale all'utile operativo dell'Eni



AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Esplorazione e Produzione	1.554	2.364	3.163
Gas Naturale	1.045	454	486
Generazione Elettrica		20	15
Raffinazione e Marketing	476	502	508
Petrolchimica	284	273	251
Ingegneria e Servizi	109	144	203
Altre attività	24	31	46
Totale ammortamenti	**3.592**	**3.788**	**4.671**
Svalutazioni	106	55	100
	3.698	**3.843**	**4.771**

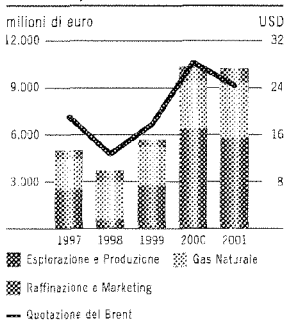
Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nel 2001 (4.771 milioni di euro) sono aumentati di 928 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 24,1%, in particolare nel settore Esplorazione e Produzione a seguito dell'entrata nell'area di consolidamento della Lasmo (810 milioni di euro).

UTILE OPERATIVO

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Esplorazione e Produzione	2.834	6.603	5.984
Gas Naturale	2.580	3.150	3.606
Generazione Elettrica		28	66
Raffinazione e Marketing	478	986	985
Petrolchimica	(362)	4	(332)
Ingegneria e Servizi	149	144	255
Altre attività	(199)	(143)	(168)
	5.480	**10.772**	**10.396**

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



Esplorazione e Produzione

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 5.984 milioni di euro con una riduzione di 619 milioni di euro, pari al 9,4%, rispetto al 2000 dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%); (ii) alla diminuzione della produzione venduta di petrolio in Italia (3,5 milioni di barili, pari al 12,5%) e all'estero (4 milioni di barili, pari all'1,7%, escluso il contributo della Lasmo); (iii) alle svalutazioni di asset (88 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal contributo della Lasmo (275 milioni di euro); (ii) dalla maggiore produzione venduta di gas naturale in Italia (5,4 milioni di boe, pari al 6,1%) connessa ai maggiori prelievi dagli stoccaggi; (iii) dai maggiori prezzi del gas naturale di produzione (2%); (iv) dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (v) dalla riduzione dei costi (circa 137 milioni di euro) connessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite, alla razionalizzazione degli investimenti di esplorazione e alle azioni gestionali.

CONTO ECONOMICO DELLA LASMO

	(milioni di €)
	2001
Ricavi della gestione caratteristica	1.586
Costi operativi	(501)
Margine operativo lordo	**1.085**
Ammortamenti	(532)
Utile operativo prima dell'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile	**553**
Ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile	(278)
Utile operativo	**275**

Gas Naturale

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.606 milioni di euro con un aumento di 456 milioni di euro, pari al 14,5%, rispetto al 2000 dovuto essenzialmente: (i) all'incremento del margine della distribuzione primaria[1] a seguito dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e degli effetti, in particolare nella prima metà dell'anno, del favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas naturale rispetto a quelli di approvvigionamento; (ii) alla riduzione dei costi (circa 56 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e alle dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iii) ai maggiori volumi venduti dalla distribuzione secondaria in Italia (0,21 miliardi di metri cubi, pari al 2,7%) e all'estero (0,43 miliardi di metri cubi, pari al 12,4%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita della distribuzione primaria dovuta alla maggiore incidenza dei volumi venduti in Europa per l'Italia; (ii) dalla flessione del margine della distribuzione secondaria a seguito dell'impatto del nuovo regime tariffario definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera del 28 dicembre 2000, n. 237[2].

Generazione Elettrica

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 66 milioni di euro con un aumento di 38 milioni di euro, pari al 135,7%, dovuto essenzialmente all'incremento del margine dell'energia elettrica, in particolare nel quarto trimestre, a seguito dell'andamento favorevole dello scenario dei combustibili. All'incremento dell'utile operativo hanno contribuito altresì la maggiore produzione venduta di energia elettrica e di vapore, nonché il margine dell'attività di Trading (operativa dal gennaio 2001).

Raffinazione e Marketing

L'utile operativo di 985 milioni di euro conseguito dal settore è rimasto sostanzialmente sugli elevati livelli dell'esercizio 2000 a seguito: (i) dell'aumento dei margini commerciali sul mercato rete europeo e del margine del GPL; (ii) dei minori stanziamenti per oneri ambientali (95 milioni di euro); (iii) della riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni effettuate che ha sostanzialmente compensato l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro; (iv) delle minori svalutazioni di impianti (36 milioni di euro); (v) dell'utilizzo della riserva LIFO connessa alla riduzione delle scorte (36 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati assorbiti dalla flessione

(1) Con sentenza del 26 giugno 2001 il Consiglio di Stato ha accertato la legittimità della deliberazione n. 193 del 22 dicembre 1999 con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto a partire dal 1° gennaio 2000 una riduzione di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente alla materia prima. Nel 2000 l'Eni aveva prudenzialmente stanziato al fondo rischi l'importo della riduzione in attesa della conclusione dei diversi gradi di giudizio; conseguentemente la decisione non ha avuto effetti sulla variazione del margine.

(2) Il 13 giugno 2001 il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha accolto il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas naturale ai clienti del mercato vincolato contestava la congruità dei parametri utilizzati dall'Autorità nel determinare il costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle aziende interessate. In considerazione della circostanza che l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia, l'Eni ha utilizzato nella determinazione dei ricavi di vendita criteri coerenti con quelli definiti dall'Autorità.

del risultato dell'attività di raffinazione, dovuta all'andamento dello scenario meno favorevole di quello eccezionalmente positivo del 2000, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini delle raffinerie posizionate sul continente (in relazione al miglioramento dei differenziali Cif/Fob), dalle migliori rese di produzione, connesse anche alla maggiore redditività del pool di greggi approvvigionato, nonché dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Petrolchimica

Il settore ha registrato la perdita operativa di 332 milioni di euro a fronte dell'utile operativo di 4 milioni di euro conseguito nel 2000. Il peggioramento di 336 milioni di euro è dovuto: (i) agli effetti della flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (100 milioni di euro; nel 2000 l'impatto era stato positivo di 80 milioni di euro); (ii) alla riduzione dei margini dei prodotti (in media del 14%) a seguito della flessione dei prezzi di vendita solo parzialmente compensata dal calo del costo in euro delle materie prime petrolifere; (iii) alla flessione del 6,8% dei volumi di vendita connessa al calo generalizzato della domanda, alle minori disponibilità da produzione, nonché alla cessione del business Poliuretani. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi (circa 92 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione, e dai minori oneri ambientali di carattere ricorrente.

Ingegneria e Servizi

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 255 milioni di euro con un aumento di 111 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 77,1%. L'attività *costruzioni e perforazioni* ha conseguito l'utile operativo di 256 milioni di euro con un aumento di 115 milioni di euro, pari all'81,6%, dovuto al contributo della commessa Blue Stream, al maggior utilizzo dei mezzi navali di perforazione Scarabeo 7 e Saipem 10000, alla ripresa della domanda e alla maggiore redditività delle commesse nell'area Costruzioni terra, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti connessi all'entrata in esercizio di nuovi mezzi e di investimenti finalizzati ai progetti in corso. L'attività *ingegneria* ha registrato il pareggio operativo a fronte dell'utile di 3 milioni di euro conseguito nel 2000. La flessione è dovuta essenzialmente allo stanziamento prudenziale effettuato a fronte di possibili rischi su progetti in fase conclusiva nell'area Chimica e fertilizzanti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di proventi assicurativi per risarcimento danni, dal miglioramento delle aree Field upstream facilities and pipelines ed energia e dal contributo della commessa per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il risultato derivante dalla realizzazione di progetti eseguiti in joint venture (22 milioni di euro nel 2001 e 16 nel 2000) è classificato nella gestione partecipazioni.

Altre attività

Nelle Altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi (amministrazione, servizi tecnici e IT), dell'EniTecnologie SpA, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. La perdita operativa ammonta a 168 milioni di euro (143 nel 2000).

ONERI FINANZIARI NETTI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Oneri finanziari netti	(217)	(302)	(433)
Proventi su crediti funzionali all'attività operativa e su crediti di imposta	254	201	184
Differenze cambio nette	(27)	165	(10)
	10	**64**	**(259)**

Nel 2001 sono stati sostenuti oneri finanziari netti di 259 milioni di euro, a fronte di proventi finanziari netti di 64 milioni di euro nel 2000. La variazione di 323 milioni di euro è dovuta ai maggiori oneri finanziari (131 milioni di euro) connessi all'aumento dell'indebitamento

finanziario netto medio di circa 3.400 milioni di euro, nonché alla circostanza che nel 2000 sono stati rilevati dall'Eni SpA proventi su cambi derivanti dall'incasso di dividendi in valuta estera (99 milioni di euro).

ONERI NETTI SU PARTECIPAZIONI

Gli oneri netti su partecipazioni di 216 milioni di euro, a fronte di proventi netti di 33 milioni di euro nel 2000, rappresentano il saldo tra oneri di 491 milioni di euro e proventi di 275 milioni di euro. Gli oneri riguardano essenzialmente la quota di competenza delle perdite sofferte dalle partecipate valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipate valutate al costo di 486 milioni di euro relative in particolare alle partecipazioni nella Polimeri Europa Srl (209 milioni di euro di cui 100 riferiti a oneri non ricorrenti), nella Galp Energia SGPS SA (144 milioni di euro, che comprendono l'ammortamento del goodwill di 107 milioni di euro e oneri non ricorrenti di 82 milioni di euro), nella Blu SpA (57 milioni di euro) e nell'Albacom SpA (42 milioni di euro).

I proventi (275 milioni di euro) riguardano: (i) la quota di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (158 milioni di euro) riguardanti in particolare i settori Gas Naturale (81 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (43 milioni di euro) e Ingegneria e Servizi (21 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da cessione (76 milioni di euro) riferite essenzialmente alle cessioni delle partecipazioni del 15% nella Saras SpA-Raffinerie Sarde (38 milioni di euro) e del 4,7% nella Nuovo Pignone Holding SpA (36 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (40 milioni di euro).

La variazione negativa di 249 milioni di euro del saldo oneri/proventi su partecipazioni rispetto al 2000 è dovuta in particolare alla perdita di 209 milioni di euro sofferta dalla Polimeri Europa Srl (a fronte dell'utile di 35 milioni di euro conseguito nel 2000) e alla maggiore svalutazione della partecipazione nella Galp Energia SGPS SA (99 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori plusvalenze realizzate (35 milioni di euro) e dalle minori perdite di Albacom SpA (39 milioni di euro).

PROVENTI STRAORDINARI NETTI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Plusvalenze da cessioni	77	86	3.473
Altri proventi straordinari	26	146	173
Totale proventi straordinari	**103**	**232**	**3.646**
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(330)	(182)	(385)
- svalutazioni	(169)	(33)	(524)
- minusvalenze da cessioni, conferimenti e radiazioni		(1)	(33)
- incentivazione esodi	(110)	(202)	(287)
	(609)	**(418)**	**(1.729)**
Altri oneri straordinari	(22)	(326)	(80)
Totale oneri straordinari	**(631)**	**(744)**	**(1.809)**
	(528)	**(512)**	**1.837**

Le plusvalenze da cessioni di 3.473 milioni di euro riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare le plusvalenze derivanti: (i) dal collocamento del 40,24% del capitale sociale della Snam Rete Gas (2.453 milioni di euro)[3]; (ii) dalla cessione della partecipazione

(3) La plusvalenza deriva dalla differenza tra il prezzo di collocamento delle azioni di Snam Rete Gas SpA e la corrispondente quota di patrimonio netto consolidato che non comprende la rivalutazione volontaria dei beni effettuata dalla Snam SpA nell'esercizio 2000 (L. 342/2000) oggetto di eliminazione in applicazione del principio dell'uniformità dei criteri di valutazione (art. 34, D.Lgs. 127/91).

nell'Immobiliare Metanopoli (348 milioni di euro) e di altri beni immobili (403 milioni di euro) nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare di Gruppo; (iii) dalla cessione del business Poliuretani da parte del settore Petrolchimica (211 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari di 173 milioni di euro riguardano in particolare l'annullamento da parte del Consiglio di Stato della sanzione pecuniaria inflitta nel 2000 all'AgipPetroli SpA dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prudenzialmente rilevata nel bilancio 2000 (112 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 885 milioni di euro riguardano le dismissioni e ristrutturazioni del settore Petrolchimica (616 milioni di euro) e gli oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica (91 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (77 milioni di euro) e Gas Naturale (44 milioni di euro).

Le svalutazioni di 574 milioni di euro riguardano le svalutazioni di immobilizzazioni materiali effettuate nel settore Petrolchimica.

Gli oneri per incentivazione esodi di 237 milioni di euro riguardano in particolare i settori Esplorazione e Produzione (101 milioni di euro), Gas Naturale (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (42 milioni di euro) e Petrolchimica (39 milioni di euro).

COMPONENTI NON RICORRENTI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Svalutazioni asset	(106)	(55)	(100)
Rivalutazioni asset	113		
Effetti (negativi) positivi valutazione scorte	134	80	(69)
Componenti non ricorrenti nell'utile operativo	**141**	**25**	**(169)**
di cui:			
- Esplorazione e Produzione	120		(83)
- Gas Naturale	(26)	(5)	(3)
- Raffinazione e Marketing	94	(45)	22
- Petrolchimica	(43)	79	(100)
- altre	(4)	(4)	
Proventi (oneri) straordinari netti	(528)	(512)	1.837
Proventi finanziari non ricorrenti	95		
Oneri non ricorrenti su partecipazioni			(182)
Totale prima delle imposte	**(292)**	**(487)**	**1.486**
Imposte (stima)	102	508	508
Utile di terzi azionisti		(54)	
Componenti non ricorrenti dopo le imposte	**(190)**	**(33)**	**1.994**

Le componenti positive nette non ricorrenti (1.994 milioni di euro) riguardano, compreso l'effetto fiscale: (i) oneri netti di 137 milioni di euro nell'utile operativo, riferiti essenzialmente alle svalutazioni di asset nel settore Esplorazione e Produzione e agli effetti negativi sulla valutazione delle scorte, essenzialmente nella Petrolchimica, della flessione dei prezzi; (ii) oneri non ricorrenti rilevati su imprese partecipate valutate al patrimonio netto (116 milioni di euro); (iii) proventi straordinari netti nel loro ammontare complessivo (2.247 milioni di euro).

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 3.530 milioni di euro con una diminuzione di 805 milioni di euro rispetto al 2000 connessa: (i) agli effetti dell'applicazione nell'esercizio 2000 della legge di rivalutazione volontaria dei beni (L. 342/2000); (ii) alla maggiore quota di reddito imponibile soggetta all'aliquota ridotta del 19% prevista dal D.Lgs. n. 466/97 (DIT); (iii) alla riduzione dell'aliquota Irpeg (dal 37 al 36%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte delle imprese estere.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte (tax rate) è stata del 30% a fronte di un tax rate teorico del 40,9%. La differenza di 10,9 punti percentuali è attribuibile: (i) per 7,6 punti percentuali alle differenze permanenti d'imponibile (di cui 7,2 relativi alla plusvalenza realizzata a livello di bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas[4]); (ii) per 4,6 punti percentuali all'effetto fiscale conseguente alla applicazione nell'esercizio 2000 della legge di rivalutazione n. 342/2000; (iii) per 2,3 punti percentuali ai benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative (DIT, legge 383/2001 con incentivi fiscali per gli investimenti e lo sviluppo, imposta sostitutiva sulle plusvalenze); (iv) per 1,4 punti percentuali ad altre motivazioni. Questi effetti di riduzione del tax rate effettivo rispetto al teorico sono stati parzialmente compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere per 5,0 punti percentuali.

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione ammontano a 2.028 milioni di euro, con un incremento di 84 milioni di euro rispetto al 2000 dovuto all'acquisizione della Lasmo, solo parzialmente compensato dagli effetti della riduzione del prezzo del petrolio.

UTILE DI TERZI AZIONISTI

L'utile di competenza di terzi azionisti (477 milioni di euro) aumenta di 226 milioni di euro rispetto al 2000 a seguito della rilevazione dell'utile di competenza dei terzi azionisti della Snam Rete Gas SpA (232 milioni di euro) e dell'aumento dell'utile conseguito dalla Saipem SpA. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile conseguito dall'Italgas SpA.

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	26.797	33.314
Immobilizzazioni immateriali	2.391	2.643
Partecipazioni	4.223	3.012
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.659	1.936
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(825)	(663)
	34.245	**40.452**
Capitale di esercizio netto	(1.973)	(910)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(457)	(465)
Capitale investito netto	**31.815**	**39.077**
Patrimonio netto	22.401	27.483
Interessi di terzi azionisti	1.672	1.706
Indebitamento finanziario netto	7.742	9.888
Coperture	**31.815**	**39.077**

(4) La plusvalenza sul collocamento di Snam Rete Gas non è soggetta a imposte perché l'imposta sostitutiva sulla rivalutazione dei beni (19%) è stata imputata in aumento del valore di iscrizione nel bilancio consolidato dei beni oggetto di conferimento e ha concorso quindi alla determinazione della plusvalenza. L'imposta sostitutiva sarà imputata a conto economico coerentemente all'ammortamento dei beni rivalutati.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2001 ammonta a 39.077 milioni di euro, con un incremento di 7.262 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000 dovuto principalmente al completamento dell'acquisizione della Lasmo da parte del settore Esplorazione e Produzione. L'incidenza dei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale sul capitale investito netto sale al 77,9% (72,7 al 31 dicembre 2000) mentre quella dei settori Raffinazione e Marketing e Petrolchimica scende al 13,6% (22,4 al 31 dicembre 2000). Il rapporto tra indebitamento finanziario e patrimonio netto passa da 0,32 al 31 dicembre 2000 a 0,34.

Le immobilizzazioni materiali (33.314 milioni di euro) si riferiscono principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (62,2%), Gas Naturale (18,3%) e Raffinazione e Marketing (10,0%). Il fondo ammortamento e svalutazione (37.807 milioni di euro) rappresenta il 53,2% delle immobilizzazioni materiali lorde (56,3% al 31 dicembre 2000).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.012 milioni di euro) riguardano principalmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (755 milioni di euro), il 100% della Polimeri Europa Srl (257 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Company BV (214 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (129 milioni di euro), il 35% dell'Albacom SpA (108 milioni di euro), il 50% della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (103 milioni di euro), il 49% della Superoctanos CA (90 milioni di euro) e il 50% della Raffineria di Milazzo SpA (82 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (1.936 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie nell'interesse di imprese dell'Eni, in particolare del settore Gas Naturale (907 milioni di euro), da imprese del settore Esplorazione e Produzione (729 milioni di euro) e dalla Petrolchimica (218 milioni di euro, di cui 216 alla Polimeri Europa Srl).

Il capitale di esercizio netto si analizza come segue:

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Rimanenze	3.120	2.812
Crediti commerciali	9.186	8.239
Debiti commerciali	(4.903)	(5.022)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.629)	(4.230)
Fondi per rischi e oneri (1)	(4.349)	(5.340)
Altre attività e passività di esercizio (2)	602	1.630
	(1.973)	**(910)**

(1) Include, tra l'altro, il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.963 milioni di euro (1.698 al 31 dicembre 2000) e la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 535 milioni di euro (604 al 31 dicembre 2000).

(2) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 944 milioni di euro (697 al 31 dicembre 2000) e titoli a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici di 436 milioni di euro (362 al 31 dicembre 2000).

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto ammonta a 9.888 milioni di euro, con un aumento di 2.146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000.

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Debiti finanziari e obbligazioni	11.044	12.548
Disponibilità liquide	(1.244)	(1.305)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.456)	(1.352)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(550)	(74)
Altro	(52)	(29)
	7.742	**9.888**

I debiti finanziari e obbligazioni ammontano a 12.548 milioni di euro, di cui 6.464 a breve termine (comprensivo delle quote in scadenza entro 12 mesi di debiti finanziari a lungo termine di 1.262 milioni di euro) e 6.084 a lungo termine.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.997	6.022	8.228
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.869	4.307	4.942
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(60)	(82)	(170)
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	2.618	4.990	2.038
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**9.424**	**15.237**	**15.038**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(660)	(1.592)	(197)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straorcinari (pagati) incassati	(516)	(3.062)	(6.695)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**8.248**	**10.583**	**8.146**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(5.483)	(5.431)	(6.577)
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(114)	(3.483)	(3.082)
Dismissioni	295	277	2.114
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(446)	(69)	(88)
Free cash flow	**2.500**	**1.877**	**513**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(433)	111	934
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(294)	121	(534)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.311)	(2.118)	(950)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(29)	41	38
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**433**	**32**	**61**
Free cash flow	**2.500**	1.877	**513**
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(901)	(1.582)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	3	20	185
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(389)	(353)	(312)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.311)	(2.118)	(950)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**803**	**(1.475)**	**(2.146)**

Il flusso di cassa netto generato dalle attività di esercizio di 8.146 milioni di euro, gli incassi da dismissione (2.299 milioni di euro) e il collocamento sul mercato del 40,24% del capitale sociale di Snam Rete Gas (2.203 milioni di euro), hanno consentito di coprire l'88% dei fabbisogni connessi: (i) all'elevato livello di investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e in partecipazioni (11.241 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo da parte dell'Eni SpA (1.664 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro).

La rettifica dell'utile prima degli interessi di terzi azionisti per ammortamenti e altri componenti non monetari (4.942 milioni di euro) riguarda principalmente gli ammortamenti (4.671 milioni di euro), le svalutazioni di immobilizzazioni e partecipazioni (571 milioni di euro) e il decremento dei fondi rischi e oneri (323 milioni di euro) connesso principalmente all'utilizzo effettuato dal settore Gas Naturale a seguito della deliberazione 193/99 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di prezzi del gas naturale (200 milioni di euro) e all'utilizzo delle riserve sinistri e premi da parte delle compagnie assicurative (79 milioni di euro).

La rettifica in aumento per dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito (2.038 milioni di euro) riguarda le imposte sul reddito dovute (3.530 milioni di euro), gli oneri finanziari netti (385 milioni di euro) e, in deduzione, i proventi straordinari netti (1.837 milioni di euro).

L'aumento del capitale di esercizio netto (197 milioni di euro) è dovuto principalmente al decremento dei debiti commerciali e diversi (420 milioni di euro) a seguito essenzialmente dello slittamento al 2001 del pagamento delle accise di competenza dell'esercizio 2000, in parte compensato dal decremento delle rimanenze (179 milioni di euro) a seguito, in particolare, dei prelievi di greggio e di prodotti finiti nel settore Raffinazione e Marketing.

I dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati e imposte sul reddito pagate (6.695 milioni di euro) riguardano principalmente il pagamento delle imposte sul reddito di 6.189 milioni di euro, di cui 2.166 milioni di euro riferiti al versamento dell'imposta sostitutiva dovuta sulla rivalutazione volontaria dei beni effettuata da alcune imprese nel bilancio 2000 (L. 342/2000).

INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI E IN PARTECIPAZIONI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Esplorazione e Produzione	3.268	3.539	4.276
Gas Naturale	906	780	803
Generazione Elettrica		14	263
Raffinazione e Marketing	524	533	496
Petrolchimica	289	265	361
Ingegneria e Servizi	425	245	304
Altre attività	55	55	75
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1)	**5.483**	**5.431**	**6.577**
Investimenti in partecipazioni	114	4.384	4.664
	5.597	**9.815**	**11.241**

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale pari a 213, 207 e 190 milioni di euro, rispettivamente nel 1999, 2000 e 2001.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (6.577 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 102 milioni di euro) hanno interessato per l'81% i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale e Generazione Elettrica per il 63% le attività all'estero. Informazioni in ordine agli investimenti effettuati nell'esercizio sono indicate nel commento all'andamento operativo dei principali settori di attività.

Gli investimenti in partecipazioni (4.664 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: il completamento dell'acquisizione della Lasmo per 4.128 milioni di euro (di cui circa 970 relativi all'indebitamento finanziario netto assunto), l'acquisto del 50% della Polimeri Europa Srl, già partecipata dall'Eni al 50%, (204 milioni di euro), l'aumento di capitale sociale delle società di telefonia Albacom SpA (53 milioni di euro) e Blu SpA (26 milioni di euro); l'acquisto di tre società di ingegneria nell'attività *costruzioni e perforazioni* (69 milioni di euro) e l'acquisto di una partecipazione in una società di distribuzione di prodotti petroliferi in Brasile (34 milioni di euro).

Le dismissioni (2.299 milioni di euro incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 185 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) la cessione dell'Immobiliare Metanopoli e di parte del patrimonio immobiliare di Gruppo (complessivamente circa 1.400 milioni di euro di cui 60 di indebitamento finanziario netto trasferito); (ii) la cessione del business Poliuretani (428 milioni di euro); (iii) la cessione del 15% della Saras SpA-Raffinerie Sarde (59 milioni di euro); (iv) la cessione del 4,7% del capitale della Nuovo Pignone Holding SpA (46 milioni di euro).

I disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento (994 milioni di euro) riguardano rimborsi di impieghi finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa.

Il flusso monetario del capitale proprio (950 milioni di euro) riguarda principalmente il pagamento del dividendo da parte dell'Eni SpA (1.664 milioni di euro), l'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro), il pagamento dei dividendi da parte dell'Italgas SpA (36 milioni di euro) e della Saipem SpA (15 milioni di euro). Questi esborsi sono stati in parte compensati dall'incasso riveniente dal collocamento del 40,24% delle azioni Snam Rete Gas di 2.203 milioni di euro.

ALTRE INFORMAZIONI

CORPORATE GOVERNANCE DELL'ENI

Il Consiglio di amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 20 gennaio 2000 ha deciso di aderire al "Codice di autodisciplina delle Società Quotate"; a seguito di specifica ricognizione ha preso atto del sostanziale allineamento del modello organizzativo dell'Eni ai principi contenuti nel Codice, nonché alle relative raccomandazioni della Consob.

In ottemperanza alle indicazioni e alle recenti raccomandazioni della Borsa Italiana SpA, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di corporate governance dell'Eni.

Il Consiglio di amministrazione: centralità, competenze, deleghe

Il Consiglio di amministrazione è l'organo centrale nel sistema di corporate governance dell'Eni. Ha la responsabilità di definire, applicare e aggiornare le regole del governo societario, di determinare le linee strategiche della Società e del Gruppo e di verificare il sistema dei controlli necessari per monitorare l'andamento societario. In aggiunta alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile, il Consiglio si è riservato le decisioni relative alle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società controllate e l'approvazione di operazioni di compravendita di immobili e di partecipazioni, aziende o rami d'azienda di ammontare superiore a 26 milioni di euro.

Il Consiglio ha conferito al Presidente la delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica.

Il Presidente e l'Amministratore delegato riferiscono in ogni adunanza al Consiglio di amministrazione e al Collegio sindacale sull'esercizio delle deleghe, fornendo in Consiglio adeguata informativa sugli atti compiuti e in particolare sulle eventuali operazioni anomale, atipiche o inusuali effettuate nell'esercizio delle deleghe. Particolare attenzione è riservata alle operazioni con parti correlate che sono regolate a condizioni di mercato e sono illustrate nella nota integrativa al bilancio.

Le adunanze hanno frequenza mensile; nel corso del 2001 il Consiglio di amministrazione si è riunito 13 volte; nel primo semestre 2002 sono previste 6 adunanze. Lo statuto non dispone in merito alla frequenza delle adunanze consiliari.

Il Consiglio di amministrazione ha definito le modalità di convocazione delle proprie adunanze; in particolare il Consiglio è convocato dal Presidente, che definisce i punti dell'ordine del giorno di concerto con l'Amministratore delegato, mediante avviso da spedirsi almeno cinque giorni prima di quello fissato per l'adunanza, almeno 48 ore prima dell'ora fissata per l'adunanza nei casi di urgenza e almeno 24 ore prima nei casi di massima urgenza. Agli amministratori e ai sindaci è fornita preventivamente documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare.

Nel 2001, hanno partecipato alle adunanze consiliari in media l'88% degli amministratori e il 90% degli amministratori indipendenti.

Composizione del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale

Il Consiglio di amministrazione è composto da nove amministratori e il Collegio sindacale da cinque sindaci effettivi e due supplenti; il loro mandato scade con l'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2001. La nomina degli amministratori e dei sindaci avviene a norma degli artt. 17 e 28 dello Statuto mediante voto di lista al fine di consentire la presenza di rappresentanti delle minoranze azionarie in entrambi gli organi. Per prassi, le liste sono corredate del curriculum vitae di ciascun candidato. Un amministratore e il Presidente del Collegio sindacale sono nominati, ai sensi dell'art. 6 dello statuto, dal Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministro delle attività produttive.

Il Consiglio è composto dal Presidente, Gian Maria Gros-Pietro, dall'Amministratore delegato, Vittorio Mincato, e dagli amministratori, Domenico Siniscalco, nominato ai sensi dell'art. 6 dello statuto, Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Umberto Colombo, Renzo Costi, Luigi De Paoli, Giulio Marcello Sapelli; di questi gli ultimi sei sono indipendenti perché privi di relazioni eco-

nomiche o di qualsiasi altra natura con la Società o con i suoi azionisti tali da poterne influenzare l'autonomia di giudizio e di esercizio delle proprie funzioni.

Il Collegio sindacale è composto dal Presidente, Andrea Monorchio, dai sindaci effettivi Luigi Biscozzi, Filippo Duodo, Riccardo Perotta, Mario Sica, e dai sindaci supplenti Fernando Carpentieri e Giorgio Silva.

Il 19 dicembre 2001 l'Assemblea straordinaria ha adeguato l'articolo 28 dello statuto al fine di recepire le disposizioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162 relativo ai requisiti di onorabilità e professionalità dei sindaci delle società quotate. Lo statuto dispone che almeno due sindaci effettivi e un sindaco supplente siano scelti tra gli iscritti nel registro dei revisori contabili che abbiano esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni e che i sindaci non in possesso di tale requisito siano scelti tra coloro in possesso dei requisiti di professionalità indicati nel decreto 162/2000; ai fini del decreto stesso lo statuto dispone che sono strettamente attinenti all'attività della società le materie di diritto commerciale, economia aziendale e finanza aziendale e i settori ingegneristico e geologico.

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la rimunerazione al Presidente e all'Amministratore delegato è determinata dal Consiglio di amministrazione. Il Consiglio definisce inoltre su proposta del Compensation Committee le politiche di retribuzione dei dirigenti del Gruppo. In applicazione alle disposizioni Consob, nella relazione sulla gestione e nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA sono indicati: (i) le partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale nell'Eni SpA e nelle società controllate; (ii) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale; (iii) le stock grant e le stock option attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni e al Direttore generale.

La parte variabile rappresenta il 41% della rimunerazione 2001 del Presidente e dell'Amministratore delegato e il 38% di quella dei top management.

Attività e Comitati del Consiglio

Il Consiglio di amministrazione si riunisce di norma mensilmente. È data preventiva notizia al pubblico delle date delle adunanze previste per l'esame dei rendiconti periodici chiesti dalla normativa vigente.

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno due Comitati, l'Audit Committee e il Compensation Committee, composti esclusivamente da amministratori non esecutivi indipendenti; del primo fanno parte Mario Giuseppe Cattaneo, Renzo Costi, Luigi De Paoli e Giulio Marcello Sapelli; del secondo Alberto Clô, Umberto Colombo e Luigi De Paoli.

Audit Committee

L'Audit Committee, in forza della delibera assunta dal Consiglio di amministrazione il 18 ottobre 2000, svolge, nei confronti del Consiglio, funzioni consultive e propositive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione e in particolare: (i) valuta l'adeguatezza del sistema di controllo interno dell'Eni SpA e del Gruppo; (ii) valuta il piano del lavoro predisposto dalle strutture di controllo interno e riceve dallo stesso relazioni, almeno trimestrali, sul lavoro svolto; (iii) esamina annualmente le problematiche relative ai bilanci di esercizio e ai bilanci consolidati delle principali società del Gruppo incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative e i Presidenti o altri componenti dei Collegi sindacali delle relative società, nonché i partner delle società incaricate della revisione del bilancio; (iv) valuta le proposte formulate dalle società di revisione per l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro redatto per la revisione e il lavoro dalle stesse svolto, anche con riferimento all'indipendenza dei relativi giudizi; (v) valuta i rilievi che emergono dai rapporti di revisione del controllo interno, dalle comunicazioni del Collegio sindacale e dei singoli componenti del medesimo Collegio, dalle relazioni e dalla management letter della Società di revisione, dalla relazione annuale del Garante per il codice di comportamento, dalle indagini e dagli esami svolti da terzi.

Alle riunioni del Comitato possono intervenire il Presidente o altro componente del Collegio sindacale, nonché il Presidente e l'Amministratore delegato per esprimere le valutazioni di competenza. Il Comitato dà loro comunicazione delle proprie riunioni.

Il Comitato riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo.

Il Consiglio di amministrazione dà conto dell'attività svolta dal Comitato all'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio.

L'Audit Committee si è riunito 13 volte nel corso del 2001 e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalla funzione di internal auditing dell'Eni SpA; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di internal auditing; (iii) esaminato la struttura e le modalità operative delle altre funzioni di internal auditing del Gruppo; (iv) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci dell'esercizio 2000; (v) esaminato il procedimento di gara per l'assegnazione dell'incarico di revisore principale di Gruppo per il triennio 2001-2003 esprimendo i relativi orientamenti; (vi) esaminato la situazione degli incarichi di revisione nel Gruppo, il consuntivo dei relativi costi e le osservazioni contenute nelle relazioni delle società di revisione ai bilanci delle società italiane del Gruppo; (vii) esaminato la tematica concernente l'affidamento alle società di revisione di incarichi aggiuntivi a quello principale di revisione contabile esprimendo i relativi orientamenti; (viii) esaminato la relazione annuale del Garante del codice di comportamento esprimendo i relativi pareri; (ix) esaminato il piano di lavoro per il 2001 della Società di revisione; (x) monitorato lo sviluppo del modello operativo e organizzativo della funzione di internal auditing; (xi) approfondito i suggerimenti formulati nella management letter dalla Società di revisione.

Compensation Committee

Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo e di proporre al Consiglio di amministrazione l'introduzione di meccanismi di incentivazione, nonché la rimunerazione annua del Presidente e dell'Amministratore delegato. Nel corso del 2001 il Compensation Committee, riunitosi quattro volte, ha proposto al Consiglio la revisione del sistema di incentivazione di breve termine per i dirigenti del Gruppo basata su incentivi monetari e azioni gratuite (v. "Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA) e ha esaminato la politica retributiva annuale per i dirigenti del Gruppo.

Relazioni con gli investitori e trattamento delle informazioni

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, l'Eni ha adottato una politica di comunicazione volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato e a garantire la sistematica diffusione di un'informativa esauriente e tempestiva sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare. In tale ottica, l'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici con gli investitori istituzionali, con la comunità finanziaria e con la stampa, nonché dall'ampia documentazione resa disponibile e costantemente aggiornata sul sito internet dell'Eni e delle principali società del Gruppo. Apposite funzioni dell'Eni assicurano i rapporti con gli investitori e con gli azionisti.

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e le operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche per il tramite del sito internet www.eni.it, in un'apposita sezione dove appaiono, tra l'altro, i comunicati stampa della Società, la documentazione distribuita nel corso degli incontri con la stampa e gli analisti finanziari, gli avvisi agli azionisti, nonché l'informativa e i documenti riguardanti le assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti, compresi i relativi verbali. Sono inoltre disponibili agli azionisti e al pubblico l'e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché il numero verde 800940924 per la richiesta di informazioni e documentazione.

L'Eni si adopera attivamente per favorire la più ampia partecipazione degli azionisti all'Assemblea e per utilizzare l'assemblea come momento effettivo di dialogo e di raccordo fra la Società e gli investitori. Le modalità di svolgimento dell'assemblea sono disciplinate da apposito regolamento previsto dallo statuto e approvato dall'assemblea stessa.

L'Eni ha attivato uno specifico flusso informativo volto ad acquisire dalle società del Gruppo i dati e le notizie necessari a fornire adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato, sugli eventi price sensitive. Il Codice di Comportamento dell'Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo nel trattamento di informazioni riservate.

Ruolo degli stakeholders e correttezza dei comportamenti

È convinzione dell'Eni che la creazione di valore per gli azionisti, soprattutto in una prospettiva di medio-lungo termine, passi attraverso la correttezza dei comportamenti nei confronti degli stakeholders, nell'accezione più ampia del termine (azionisti, dipendenti, clienti, fornitori, partner commerciali e finanziari, collettività con cui il Gruppo interagisce e comunità in cui opera).

L'Eni è tradizionalmente impegnata in una sistematica politica di valorizzazione delle proprie risorse umane, di rispetto degli impegni commerciali e finanziari assunti, di consolidamento di stretti rapporti di cooperazione con le comunità dei numerosi Paesi in cui opera e di attenzione nei confronti degli aspetti inerenti la sicurezza e la salute dei dipendenti e la compatibilità ambientale delle proprie attività.

Per la complessità delle situazioni in cui l'Eni si trova a operare, il Consiglio ha ritenuto importante definire con chiarezza l'insieme dei valori che l'Eni riconosce, accetta e condivide e l'insieme delle responsabilità che l'Eni assume verso l'interno e verso l'esterno per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto degli interessi legittimi degli azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari e delle collettività in cui l'Eni è presente con le proprie attività. Tutti coloro che lavorano nell'Eni, senza distinzioni o eccezioni, sono impegnati a osservare e a fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio dell'Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi. Per questa ragione è stato predisposto il "Codice di Comportamento", la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare.

L'Eni è altresì impegnata a consolidare i rapporti di collaborazione con le comunità dei Paesi in cui opera al fine di promuoverne lo sviluppo socio-economico nel pieno rispetto dei valori e delle tradizioni locali.

Nel dicembre 2000, la società di consulenza Déminor ha citato l'Eni fra le società italiane che meglio hanno saputo interpretare e applicare le norme sulla corporate governance relativamente alla struttura organizzativa del Consiglio e dei comitati in esso costituiti.

Nel settembre 2001 la società di investimento tedesca DWS (Gruppo Deutsche Bank), in collaborazione con la Déminor, ha redatto una classifica sul grado di applicazione dei principi di corporate governance da parte delle 50 società quotate europee a più elevata capitalizzazione componenti l'indice Eurostoxx50 in base alla quale l'Eni è risultata undicesima e prima tra le società italiane.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

EURO

Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche, l'Eni ha trasformato i sistemi contabili e ha adeguato i propri sistemi operativi alle transazioni in euro. Dal 1° gennaio 2001, e quindi in anticipo di un anno rispetto al termine di legge, l'Eni ha adottato nelle proprie transazioni l'euro quale moneta di conto e a tal fine ha dato le opportune indicazioni ai propri fornitori, clienti e, in generale, a tutte le parti con cui intrattiene i rapporti.

ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE E PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Informazioni in ordine all'acquisto di azioni proprie e al piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono indicate nella Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

CONSOLIDATO PRO-FORMA ENI E POLIMERI EUROPA Srl

La Polimeri Europa Srl, come indicato nella nota integrativa al bilancio consolidato (nota n. 3), non è inserita nell'area di consolidamento, benché posseduta interamente dall'EniChem SpA, tenuto conto della programmata cessione. Ai fini informativi si indica di seguito il bilancio consolidato pro-forma dell'Eni redatto assumendo il consolidamento della Polimeri Europa Srl, raffrontato con il bilancio di Gruppo dove la partecipazione nella Polimeri Europa Srl è valutata con il criterio del patrimonio netto.

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

	Eni	Eni pro-forma
Ricavi	49.846	50.193
Costi operativi	(34.679)	(35.037)
Margine operativo lordo	**15.167**	**15.156**
Ammortamenti e svalutazioni	(4.771)	(4.843)
Utile operativo	**10.396**	**10.313**
(Oneri) proventi finanziari netti	(259)	(296)
(Oneri) proventi netti su partecipazioni	(216)	(7)
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**9.921**	**10.011**
Proventi (oneri) straordinari netti	1.837	1.737
Utile prima delle imposte	**11.758**	**11.748**
Imposte sul reddito	(3.530)	(3.529)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**8.228**	**8.219**
Utile di terzi azionisti	(477)	(468)
Utile netto	**7.751**	**7.751**

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

	Eni	Eni pro-forma
Immobilizzazioni materiali	33.314	33.857
Immobilizzazioni immateriali	2.843	2.850
Partecipazioni	3.012	2.740
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.936	1.630
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(653)	(663)
Capitale immobilizzato	**40.452**	**40.414**
Capitale di esercizio netto	(910)	(625)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(465)	(496)
Capitale investito netto	**39.077**	**39.293**
Patrimonio netto	27.483	27.483
Interessi di terzi azionisti	1.706	1.706
Indebitamento finanziario netto	9.888	10.104
Coperture	**39.077**	**39.293**

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività. In questa sede si evidenzia:

Raffineria di Gela

In data 13 febbraio 2002, il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Gela ha emesso un decreto di sequestro preventivo di beni afferenti la Raffineria di Gela, identificando il coke quale rifiuto e non come un prodotto e disponendo la misura cautelare relativamente a 64 serbatoi di stoccaggio non dotati di doppia tenuta (poi accertati in soli 7 in sede di esecuzione), dei 2 depositi di coke e dei serbatoi dedicati all'ASO (olio derivante dall'impianto di alchilazione). Il sequestro giudiziario dei parchi coke ha determinato una forte criticità nell'attività del ciclo produttivo della raffineria, che si sviluppa attraverso una stretta concatenazione degli impianti e una stretta sinergia con il ciclo petrolchimico.

L'AgipPetroli, proprietaria dell'impianto, ha presentato al P.M. istanza motivata di dissequestro, con riferimento ai due depositi di coke e, contestualmente, ha depositato ricorso al Tribunale del riesame di Caltanissetta. Le argomentazioni difensive della Società, centrate sulla inevitabile fermata della raffineria, sottolineano che il pet-coke è un prodotto, come confermato dal D.M. 16 gennaio 1995 che espressamente lo qualifica tale, dal D.P.C.M. del 2 ottobre 1995 nel quale si prevedono le modalità e le condizioni di uso del coke di petrolio come combustibile e, infine, dal D.P.C.M. dell'8 marzo 2002 che lo classifica definitivamente come prodotto combustibile. La Società ha, inoltre, ricordato che il pet-coke, come combustibile, gode di un mercato nazionale e internazionale ed è quotato in un'apposita borsa e che la normativa e la letteratura, sia comunitaria che statunitense, consentono l'uso del pet-coke come combustibile per esclusione esplicita dal catalogo CER che indica i rifiuti della raffinazione del petrolio. L'AgipPetroli ha, infine, ribadito che la raffineria di Gela risulta conforme alla normativa ambientale nazionale ed europea, come confermato dalla conformità allo standard internazionale ISO 14001, certificato dall'Ente Det Norske Veritas nel corso del 2000 e come confermato nella verifica del luglio 2001.

D'altra parte, nell'utilizzo del pet-coke come combustibile, in conformità alle disposizioni autorizzative già ricordate, l'AgipPetroli si è fatta carico di ridurre al minimo l'impatto ambientale connesso alla sua peculiarità di combustione, realizzando un impianto tecnologicamente avanzato per il drastico abbattimento delle emissioni inquinanti (Snox), ritenuto dalla Comunità Europea la migliore tecnologia disponibile per le centrali termoelettriche, che ha comportato un investimento di 150 milioni di euro. Inoltre, la Società ha attuato tutte le prescrizioni richieste

dalle normative per il rispetto dell'inseverimento dei valori di emissioni legati al ciclo produttivo, come si può evincere dal trend dei principali indicatori ambientali che nel periodo 1994-2000 hanno evidenziato una riduzione dell'80% delle emissioni degli ossidi di azoto (Nox) e del biossido di zolfo (SO_2). Nonostante tali argomentazioni puntualmente riportate da AgipPetroli in sede di ricorso al Tribunale del riesame di Caltanissetta, quest'ultimo ha respinto l'istanza di dissequestro dei due impianti di coke della raffineria sostanzialmente confermando il dubbio interpretativo sollevato dal c.d. decreto Ronchi (D.Lgs. 22/1997) sull'effettiva natura del coke da petrolio.

Il decreto legge del 7 marzo 2002 n. 22 rendendo una interpretazione autentica (formalmente adottata con deroga) del decreto Ronchi, ha statuito che: (i) il coke da petrolio utilizzato come combustibile per uso industriale non è un rifiuto ed è pertanto escluso dall'ambito di applicazione del decreto medesimo (art. 1); (ii) la percentuale di zolfo consentita nell'uso del coke da petrolio, (purché) combusto nel luogo di produzione (art. 2.2), può essere superiore al limite massimo del 3% fissato dalla norma generale richiamata nell'art. 2.1. Inoltre lo stesso decreto legge esplicitamente afferma, tra le premesse, che la Raffineria di Gela usufruisce "delle migliori tecniche disponibili" e "assicura, visto l'elevato livello tecnologico, una combustione ambientalmente sicura di pet-coke".

In forza di tale decreto, su istanza di AgipPetroli, la Procura della Repubblica di Gela, in data 10 marzo 2002 ha provveduto a dissequestrare i due impianti di coke della Raffineria imponendo, contemporaneamente, il rispetto di determinate prescrizioni. La legittimità di un dissequestro siffatto, ivi compresa la fondatezza tecnico-giuridica delle sue prescrizioni, sarà sottoposta all'esame dell'Autorità giudiziaria competente.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni sull'andamento nel 2002 sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista sostanzialmente stabile rispetto al 2001 (+0,5%), con una riduzione nella prima parte dell'anno e un graduale recupero nella seconda metà, in linea con la prevista evoluzione della congiuntura economica internazionale. In considerazione della debolezza della domanda, l'Opec non dovrebbe accentuare l'azione di sostegno del prezzo del greggio, previsto tra i 20 e i 21 dollari/barile, circa 4 dollari/barile in meno rispetto al 2001;
- la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere del 5% rispetto al 2001, con un contributo al soddisfacimento del fabbisogno complessivo di fonti primarie di energia superiore al 32% (31,3% nel 2001). L'aumento della domanda è dovuto ai maggiori consumi nella produzione di energia elettrica e nell'industria;
- la domanda di energia elettrica in Italia è prevista crescere del 2,3%;
- i margini di raffinazione sono previsti in flessione rispetto al 2001. Il recupero della domanda di prodotti nella seconda metà dell'anno non dovrebbe essere sufficiente a bilanciare la debolezza delle quotazioni dei prodotti rispetto al greggio prevista nel primo semestre;
- i margini dei prodotti petrolchimici sono previsti in ripresa nonostante la crescente pressione competitiva da parte dei paesi asiatici in relazione all'avvio di nuove capacità produttive.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2002 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- la produzione giornaliera di idrocarburi è prevista in crescita di circa il 10% rispetto al 2001 grazie all'entrata in produzione di nuovi campi, in particolare in Algeria, Iran, Stati Uniti, Egitto, Regno Unito, alla crescita produttiva in Norvegia, Congo, Regno Unito e Kazakistan e Italia e alle maggiori produzioni della Lasmo (nuovi avvii e crescita produttiva, in particolare in Venezuela e Algeria);
- i volumi di gas naturale venduti in Italia dalla distribuzione primaria, in ipotesi di temperature normali nella restante parte dell'anno, sono previsti in flessione di circa il 7% rispetto al 2001 a seguito del progressivo allineamento della quota di mercato ai limiti normativi; in sen-

sibile crescita i volumi venduti in Europa per l'Italia. I volumi trasportati per conto terzi sono previsti in aumento di circa il 57%, essenzialmente per conto delle società distributrici di energia elettrica;

- le vendite di energia elettrica di produzione sono previste in circa 5.200 gigawattora, con un incremento del 4% rispetto al 2001; le quantità di energia elettrica commercializzate sono previste in circa 1.800 gigawattora;
- le lavorazioni di greggio in conto proprio sono previste in flessione di circa l'1%; il tasso di utilizzo delle raffinerie di proprietà è previsto in leggera crescita.

Nel 2002 sono previsti investimenti tecnici di oltre 8 miliardi di euro; l'86% degli investimenti riguarderà i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale e Generazione Elettrica.

GLOSSARIO

Il glossario dei termini finanziari e delle attività petrolifere è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo www.eni.it (pagina Notizie). Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Accesso di terzi alla rete Il Decreto Legislativo 164/00, di recepimento della direttiva comunitaria sul mercato interno del gas naturale, ha stabilito che le imprese che svolgono attività di trasporto e di dispacciamento sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove dispongano di idonea capacità e le opere di allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri che saranno stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'Autorità dovrà inoltre definire: le tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento; gli obblighi dei soggetti che svolgono tali attività e i criteri che garantiscano a tutti gli utenti della rete libertà di accesso a parità di condizioni, massima imparzialità e neutralità.

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalties sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione

a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di Over/Under lifting.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora ad uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Reciprocità Il termine si riferisce ai nuovi obblighi imposti dalla direttiva comunitaria sul mercato del gas. Sul piano internazionale il criterio della reciprocità comporta che l'apertura effettuata da ciascun Paese, nei confronti di operatori esteri, sia bilanciata da un'uguale apertura dei corrispondenti mercati esteri per gli operatori nazionali. Il D.Lgs. 164/00 prevede che le imprese del gas aventi sede in Italia possono vendere gas ai clienti dichiarati "idonei" dagli altri Paesi della UE solo se tale tipologia di clienti è stata dichiarata "idonea" anche in Italia. Tale vincolo opera specularmente per le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri della UE e per quelle che hanno sede in Italia ma sono controllate da imprese avente sede in altri Paesi UE.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già

definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL'ART. 153 D.LGS. 58/98 E DELL'ART. 2429, COMMA 3, C.C.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2001 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB, con comunicazione del 6 aprile 2001, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;

b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le operazioni deliberate e poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e incontri con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti e a tal riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire;

d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame dei documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione e, a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire. Nel corso dell'esercizio abbiamo avuto periodici incontri con i componenti l'Audit Committee e con i responsabili della funzione di internal audit che ci hanno informato sugli esiti degli accertamenti compiuti presso la capogruppo, le caposettore e alcune controllate dirette e indirette e ci hanno sottoposto il programma annuale di audit basato anche sull'attività di "risks assessment" recentemente avviata. Tenuto conto della complessa e dinamica evoluzione della gestione aziendale e delle sempre maggiori attività di controllo attese, auspichiamo la prosecuzione nel rafforzamento della struttura a tali attività dedicata in coerenza con il piano di sviluppo già delineato e con le ipotesi di modifica del modello organizzativo in fase di finalizzazione;

e) abbiamo tenuto riunioni con gli esponenti della società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs. 58/98, e non sono emersi dati e informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;

f) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali comprese quelle con società del gruppo o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella relazione sulla gestione ha fornito ampia ed esaustiva illustrazione delle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate, delle modalità di determinazione e dell'ammontare dei corrispettivi ad essi afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;

g) la società di revisione ha rilasciato in data 19 aprile 2002 la propria relazione dalla quale non risultano rilievi o richiami di informativa;

h) nel corso del 2001 è pervenuta una denuncia ai sensi all'art. 2408 c.c., da parte di un azionista che ha segnalato il rifiuto, a parere del denunciante senza fondato motivo, di documenti richiesti alla Segreteria Societaria. Abbiamo esaminato tale denuncia e riteniamo che siano condivisibili le motivazioni addotte dalla Segreteria Societaria e quindi non motivata la denuncia dell'azionista. Il Collegio ha comunque raccomandato una costante attenzione alle esigenze informative degli azionisti e ha accolto con soddisfazione l'istituzione di un numero verde a disposizione degli interessati;

i) nel corso dell'esercizio sono pervenute diverse comunicazioni da parte di un azionista, già dipendente dell'Eni, contenenti valutazioni di pretesi comportamenti "sleali" da parte sia di dirigenti dell'Eni sia dai legali incaricati della difesa per false affermazioni fatte nel corso della causa per ingiusto licenziamento intentata dallo stesso azionista. Il Collegio, anche alla luce della sentenza emessa, non ha ritenuto di dover svolgere approfondimenti in merito a quanto segnalato;

j) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

k) la società di revisione Arthur Andersen SpA, incaricata della revisione fino alla data dell'Assemblea del 1 giugno 2001, nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato e della revisione limitata della relazione semestrale), ha avuto assegnato l'incarico di assistenza nella

valutazione degli impatti conseguenti l'applicazione del principio statunitense SFAS 133 (financial accounting standards) per il compenso di 20 mila euro;

l) sono stati conferiti alla PriceWaterhouseCoopers Consulting, società appartenente allo stesso network della Società di revisione, tre incarichi professionali di consulenza alla Direzione programmazione e pianificazione strategica di Gruppo per il compenso complessivo di 371 mila euro;

m) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 2, del codice civile; non si sono verificati i presupposti per il rilascio, da parte della società di revisione, dei pareri di cui all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58;

n) l'attività di vigilanza sopra descritta è stata svolta in 12 riunioni del Collegio e assistendo alle 13 riunioni del Consiglio di Amministrazione, oltre che alle 13 riunioni dell'Audit Committee;

o) vi rammentiamo, infine, che il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 gennaio 2000 ha aderito al codice di autodisciplina del Comitato per la Corporate Governance delle società quotate.

Per quanto precede non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2001 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 24 aprile 2002

Il Collegio Sindacale

Dott. Andrea Monorchio

Dott. Luigi Biscozzi

Dott. Filippo Duodo

Prof. Riccardo Perotta

Prof. Mario Sica

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2001. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio 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, nonchè la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Saipem SpA) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda circa il 3 per cento del valore iscritto alla voce "Partecipazioni" ed il 2 per cento del totale dell'attivo, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori. Inoltre la revisione dei bilanci di alcune controllate indirette (principalmente Snam Rete Gas SpA, Società Italiana per il Gas pA e talune imprese appartenenti al Gruppo Lasmo) è pure affidata ad altri revisori.

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 relazione emessa da altro revisore in data 6 aprile 2001.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2001 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 La società detiene partecipazioni di controllo ed ha pertanto redatto (come richiesto dalle norme di legge) il bilancio consolidato di Gruppo. Tale bilancio rappresenta un'integrazione del bilancio d'esercizio ai fini di un'adeguata informazione sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società e del Gruppo. Il bilancio consolidato è stato da noi esaminato e lo stesso, con la nostra relativa relazione, è presentato unitamente al bilancio di esercizio.

Roma, 19 aprile 2002

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

L'assemblea ordinaria degli azionisti tenutasi il 30 maggio 2002 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2001 dell'Eni SpA che chiude con l'utile di 2.250.427.481,41 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 2.250.427.481,41 euro come segue:
  . alla "Riserva legale" l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex articolo 67 TUIR" l'importo di 131.662.252,12 euro;
  . alla "Riserva ex articolo 13 D.Lgs. 124/93" l'importo di 89.098,48 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . la quota che residua, dopo le predette attribuzioni, al pagamento del dividendo di euro 0,75 per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data;
- l'imputazione dell'importo di 1.161.701,07 euro della "Riserva disponibile" alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'articolo 2349 del codice civile" per consentire l'esecuzione del Piano 2002 di assegnazione di azioni gratuite approvato dall'Assemblea in sede straordinaria;
- l'utilizzo della "Riserva disponibile" per l'importo necessario al pagamento del dividendo proposto;
- il pagamento del dividendo a partire dal 27 giugno 2002, con stacco fissato al 24 giugno 2002.

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di impianto e di ampliamento		17	39
costi di ricerca e di sviluppo		240	510
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		80	88
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		432	411
avviamento		69	147
differenza da consolidamento		124	396
immobilizzazioni in corso e acconti		118	328
altre		1.311	1.124
Totale		**2.391**	**2.843**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		2.390	1.296
impianti e macchinario		19.251	23.936
attrezzature industriali e commerciali		445	481
altri beni		240	232
immobilizzazioni in corso e acconti		4.471	6.869
Totale		**26.797**	**33.314**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:		4.223	3.012
- imprese controllate		*246*	*526*
- imprese collegate		*3.572*	*2.096*
- altre imprese		*405*	*390*
crediti:		1.551	1.918
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*9*	*392*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*390*	*216*
		399	*608*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*272*	*463*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*66*	*29*
		338	*492*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*788*	*783*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*26*	*32*
		814	*815*
altri titoli		132	334
azioni proprie		574	2.068
Totale		**6.480**	**7.328**
Totale immobilizzazioni		**35.668**	**43.485**

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.246	1.771
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		83	77
lavori in corso su ordinazione		208	152
prodotti finiti e merci		1.510	1.196
acconti		73	117
Totale		**3.120**	**2.813**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:		8.729	8.679
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8.647*	*8.587*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*82*	*92*
verso imprese controllate:		177	310
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*177*	*310*
verso imprese collegate:		1.037	1.261
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.037*	*1.261*
verso altri:		4.722	5.017
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.042*	*3.291*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.680*	*1.726*
Totale		**14.665**	**15.267**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
partecipazioni in imprese controllate		5	3
altri titoli		1.789	1.373
Totale		**1.794**	**1.376**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.238	1.292
danaro e valori in cassa		6	13
Totale		**1.244**	**1.305**
Totale attivo circolante		**20.823**	**20.761**
Ratei e risconti:	*(nota n. 7)*		
disaggio su prestiti		1	21
ratei e altri risconti		852	928
Totale ratei e risconti		**853**	**949**
TOTALE ATTIVO		**57.344**	**65.195**

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001
PASSIVO			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.133	4.001
Riserva da sopraprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		827	909
Riserva per azioni proprie in portafoglio		574	2.068
Riserve statutarie			
Altre riserve:		5.748	6.389
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.826*	*2.317*
- riserva disponibile		*1.838*	*3.436*
- riserva per differenze cambio		*911*	*1.462*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67		*84*	*84*
- conferimenti legge n. 41/86		*29*	*33*
- conferimenti legge n. 730/83		*20*	*20*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83		*19*	*19*
- conferimenti legge n. 749/85		*9*	*9*
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato		*4*	
- riserva di consolidamento		*6*	*31*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		*2*	*3*
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/93		..	..
Utili portati a nuovo		5.922	8.363
Utile dell'esercizio		5.771	7.781
Totale patrimonio netto dell'Eni	*(nota n. 8)*	**22.975**	**29.551**
Capitale e riserve di terzi	*(nota n. 9)*	1.672	1.706
Totale		**24.647**	**31.257**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		76	86
per imposte		1.353	2.621
altri		4.273	5.254
Totale		**5.702**	**7.961**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**457**	**465**

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001
Debiti:	*(nota n. 11)*		
obbligazioni:		1.262	3.301
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.262*	*3.301*
debiti verso banche:		6.972	5.217
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.798*	*3.157*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.174*	*2.060*
debiti verso altri finanziatori:		1.172	1.266
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*122*	*92*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.050*	*1.174*
acconti:		1.133	1.039
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*896*	*1.035*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*237*	*4*
debiti verso fornitori:		5.083	5.186
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.020*	*5.133*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*63*	*53*
debiti rappresentati da titoli di credito:		1.687	3.045
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.687*	*3.045*
debiti verso imprese controllate:		371	319
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*371*	*319*
debiti verso imprese collegate:		748	660
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*748*	*660*
debiti tributari:		5.082	2.385
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.034*	*2.365*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*48*	*20*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		182	185
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*179*	*179*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3*	*6*
altri debiti:		2.250	2.383
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.021*	*2.146*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*229*	*237*
Totale		**25.942**	**24.782**
Ratei e risconti	*(nota n. 12)*	596	730
TOTALE PASSIVO		**57.344**	**65.195**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001
GARANZIE	*(nota n. 13)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		227	126
di imprese collegate		47	65
di imprese consolidate		4.800	4.800
di altri		28	18
		5.102	**5.009**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		684	277
di imprese collegate		1.887	1.220
di imprese consolidate:		4.250	5.287
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*1.526*	*1.490*
- rischi assicurativi		*1.076*	*1.343*
- altro		*1.648*	*2.454*
di altri		250	220
		7.071	**7.004**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		78	78
di imprese consolidate		85	85
		163	**163**
TOTALE GARANZIE		**12.336**	**12.176**
ALTRI CONTI D'ORDINE	*(nota n. 14)*		
Impegni:			
contratti derivati:		8.182	8.142
- su interessi		*3.760*	*3.510*
- di acquisto valuta		*1.504*	*2.206*
- di vendita valuta		*2.699*	*2.180*
- di acquisto merce		*150*	*195*
- di vendita merce		*69*	*51*
acquisto di beni		3.259	213
vendita di beni		153	83
altri		642	508
		12.236	**8.952**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		428	746
beni di terzi in custodia		157	159
		585	**905**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**12.821**	**9.857**

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

		1999	2000	2001
Valore della produzione:	*(nota n. 15)*			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		46.344	65.672	65.578
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		138	219	(196)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		702	(1.054)	86
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		774	862	983
altri ricavi e proventi:		985	945	972
. contributi in conto esercizio		*26*	*14*	*23*
. altri		*959*	*931*	*949*
Totale		**48.943**	**66.644**	**67.431**
Costi della produzione:	*(nota n. 16)*			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		14.692	26.888	25.364
per servizi		6.035	6.513	7.507
per godimento di beni di terzi		941	1.203	1.342
per il personale:		2.965	2.987	3.082
- salari e stipendi		*2.134*	*2.175*	*2.271*
- oneri sociali		*621*	*627*	*602*
- trattamento di fine rapporto		*121*	*117*	*114*
- trattamento di quiescenza e simili		*16*	*11*	*12*
- altri costi		*73*	*57*	*83*
ammortamenti e svalutazioni:		3.743	3.921	4.862
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*771*	*1.122*	*1.379*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*2.825*	*2.678*	*3.310*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*106*	*55*	*103*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*41*	*66*	*67*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(106)	(291)	21
accantonamenti per rischi		188	482	114
altri accantonamenti		469	405	334
oneri diversi di gestione		14.479	13.691	13.841
Totale		**43.406**	**55.799**	**56.986**
Differenza tra valore e costi della produzione		**5.537**	**10.845**	**10.445**
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 17)*			
proventi da partecipazioni:		82	64	117
. da imprese controllate		*9*	*7*	*2*
. da imprese collegate		*7*	*9*	*3*
. da altri		*66*	*48*	*112*
altri proventi finanziari:		1.523	2.456	1.181
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*29*	*40*	*45*
. da imprese collegate		*25*	*21*	*4*
. da altri		*43*	*51*	*54*
		97	*112*	*103*

(milioni di €)

		1999	2000	2001
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*8*	*7*	*5*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*189*	*109*	*30*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*5*	*6*	*3*
. da imprese collegate		*6*	*27*	*44*
. da controllanti		*1*		
. da altri		*1.217*	*2.195*	*1.933*
		1.229	*2.228*	*1.980*
interessi e altri oneri finanziari:		1.568	2.476	2.469
. verso imprese controllate		*16*	*26*	*4*
. verso imprese collegate		*2*	*2*	*8*
. verso altri		*1.550*	*2.448*	*2.477*
Totale		**37**	**44**	**(191)**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 17)*			
rivalutazioni:		108	156	161
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*61*	*137*	*151*
- di altre partecipazioni		*47*	*10*	*7*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni			*5*	
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni			*4*	*3*
svalutazioni:		103	176	494
- di partecipazioni		*93*	*169*	*486*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*2*	*1*	
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*8*	*6*	*8*
Totale delle rettifiche		**5**	**(20)**	**(333)**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 18)*			
proventi:		103	232	3.645
. plusvalenze da alienazioni		*77*	*86*	*3.473*
. altri proventi		*26*	*146*	*173*
oneri:		631	744	1.808
. minusvalenze da alienazioni		*2*	*1*	*28*
. imposte relative a esercizi precedenti		*5*	*4*	*10*
. altri oneri		*624*	*739*	*1.771*
Totale delle partite straordinarie		**(528)**	**(512)**	**1.837**
Risultato prima delle imposte		**5.051**	**10.357**	**11.758**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 19)*	2.054	4.335	3.530
Utile dell'esercizio		**2.997**	**6.022**	**8.228**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	*(nota n. 9)*	(140)	(251)	(477)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**2.857**	**5.771**	**7.751**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	*(nota n. 20)*	**0,71 euro**	**1,44 euro**	**1,98 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)		**3,57 euro**	**7,22 euro**	**9,91 euro**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile dell'esercizio di Gruppo	2.857	5.771	7.751
Utile dell'esercizio di terzi	140	251	477
Ammortamenti	3.592	3.788	4.621
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	(110)	130	671
Variazioni fondi per rischi e oneri	320	344	(329)
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	67	45	23
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(60)	(82)	(179)
Dividendi	(63)	(44)	(40)
Interessi attivi	(471)	(535)	(443)
Interessi passivi	450	674	811
Differenze di cambio non realizzate	120	48	67
(Proventi) oneri straordinari netti	528	512	(1.837)
Imposte sul reddito	2.054	4.335	5.530
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	9.424	15.237	15.638
Variazioni:			
- rimanenze	(64)	(523)	179
- crediti commerciali e diversi	(1.570)	(2.025)	(21)
- ratei e risconti attivi	16	(33)	(83)
- debiti commerciali e diversi	973	932	(429)
- ratei e risconti passivi	(15)	57	154
Flusso di cassa del risultato operativo	8.764	13.645	14.341
Dividendi incassati	123	154	129
Interessi incassati	741	491	455
Interessi pagati	(429)	(613)	(798)
Oneri straordinari netti pagati	(135)	(177)	(300)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi	(816)	(2.917)	(6.190)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**8.248**	**10.583**	**8.146**

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(1.055)	(1.090)	(1.304)
- immobilizzazioni materiali	(4.428)	(4.341)	(5.273)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(596)	(2.662)
- partecipazioni	(114)	(2.887)	(430)
- titoli	(3.180)	(2.774)	(462)
- crediti finanziari	(1.233)	(900)	(758)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(29)	46	(160)
Flusso di cassa degli investimenti	(10.039)	(12.542)	(11.029)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1	14	8
- immobilizzazioni materiali	119	149	382
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	84	94	1.064
- partecipazioni	97	28	140
- titoli	2.649	2.970	978
- crediti finanziari	937	670	1.333
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(29)	22	(35)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.858	3.947	4.891
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(6.181)**	**(8.595)**	**(6.638)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	1.326	3.184	636
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(1.623)	(3.254)	(1.311)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	3	191	141
	(294)	**121**	**(534)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		(5)	1.337
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	(10)	(20)	943
Dividendi distribuiti a terzi	(1.301)	(1.519)	(1.736)
Acquisto di azioni proprie		(574)	(1.494)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.605)**	**(1.997)**	**(1.484)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	(50)	2	25
Effetto delle differenze di cambio	21	39	13
Flusso di cassa netto del periodo	**433**	**32**	**61**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**779**	**1.212**	**1.244**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.212**	**1.244**	**1.305**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Investimenti finanziari:			
- titoli	(2.863)	(2.648)	(291)
- crediti finanziari	(246)	(222)	(8)
	(3.109)	**(2.870)**	**(299)**
Disinvestimenti finanziari:			
- partecipazioni	6	8	
- titoli	2.361	2.951	788
- crediti finanziari	309	22	505
	2.676	**2.981**	**1.293**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(433)**	**111**	**994**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo		1.978	7.262
Attività a breve		103	504
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(888)	(1.004)
Passività a lungo e a breve		(413)	(2.817)
Effetto netto degli investimenti		**780**	**4.405**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate		(36)	(1.215)
Capitale e riserve di terzi		(135)	
Totale prezzo di acquisto		**609**	**3.190**
a dedurre:			
Disponibilità liquide		(13)	(528)
Flusso di cassa degli investimenti		**596**	**2.662**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	42	27	1.008
Attività a breve	7	57	125
Indebitamento finanziario netto	(2)	(14)	(194)
Passività a lungo e a breve	(9)	(40)	(552)
Effetto netto dei disinvestimenti	**38**	**30**	**507**
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	47	70	597
Interessenza di terzi			(19)
Totale prezzo di vendita	**85**	**100**	**1.085**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(1)	(6)	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**84**	**94**	**1.084**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (C.N.D.C.R.) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Board (I.A.S.B.). Poiché 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 dei "Production Sharing Agreement" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto ovvero di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato comprende inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che le parti abbiano concordato di valutare l'impresa con il metodo del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione, se la loro esclusione non determina una rappresentazione distorta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato consolidati; gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2001" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato sono riportate anche le variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio.

Le variazioni più significative riguardano:

- l'acquisizione del controllo della Lasmo Plc, che ha comportato l'inclusione nell'area di consolidamento di 78 imprese, di cui 1 consolidata con il metodo proporzionale;

- l'esclusione dell'Immobiliare Metanopoli a seguito della cessione.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto di competenza delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono assunti nel bilancio consolidato in misura proporzionale alla percentuale di partecipazione; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata a conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento; se negativa, è iscritta alla voce di patrimonio netto "Riserva di consolidamento".

Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese consolidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni (i valori non sono significativi).

Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

Conversione dei bilanci in moneta estera

I bilanci delle imprese estere sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). Le differenze cambio da conversione sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

I valori dei bilanci delle imprese operanti in paesi ad alto tasso di inflazione (dove il tasso di inflazione cumulato nel triennio supera il 100%) non sono significativi.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese controllate per la redazione del bilancio di esercizio, secondo quanto previsto nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle relazioni infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e passività in moneta estera, ai contratti di copertura del rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero; l'applicazione di questi criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle relazioni infrannuali consolidate" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti:

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento generatisi nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione; il costo è rettificato quando specifiche leggi obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene, ovvero, per i beni destinati alla vendita, del valore netto di realizzo. Quando la legge dà facoltà, ma non obbligo di rivalutare, il costo è rettificato solo se la rivalutazione è uniformemente applicata nell'ambito del Gruppo. La rivalutazione dei beni prevista dalla legge 21 novembre 2000, n. 342 è stata effettuata solo da alcune imprese incluse nell'area di consolidamento ed è quindi stata eliminata.

Il costo di acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale è ammortizzato nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a quindici anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, con esclusione di quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento, dell'avviamento e della differenza da consolidamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale; le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili o possibili, riserve certe). Il valore di ciascuna attività è determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi delle riserve certe e delle riserve probabili e possibili sono imputati alle immobilizzazioni; i costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al punto "Sviluppo", considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate; i costi delle riserve probabili e possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle successive attività di esplorazione; in caso di esito negativo sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo (acquisizione di concessioni, perforazione di pozzi di sviluppo e relativo completamento per la produzione, nonché costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, ecc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono accantonati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al costo di acquisto, rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Le azioni proprie sono valutate al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

Attivo circolante

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione, determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 57% e il 58% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2000 e 2001, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano rispettivamente, il 20% e il 18% delle rimanenze negli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 9% delle rimanenze al 31 dicembre 2000 e 2001, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori. Gli anticipi corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati, la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione. I crediti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

Le partecipazioni e i titoli, compresi nell'attivo circolante, sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di mercato.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi. L'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Queste organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi riconosciuti alle organizzazioni dei lavoratori, che non sono significativi, sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione relativi ad alcune controllate estere non sono rilevanti.

Debiti

I debiti sono iscritti al loro valore nominale. I debiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico.

Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata; sono escluse le garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono iscritte soltanto se concesse su debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, ecc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, ecc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento. Gli altri impegni sono iscritti per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili ma non probabili conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato come indicato per i contratti derivati.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I ricavi delle società operanti in regime di "Production Sharing Agreement" (PSA) includono l'onere tributario assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil".

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Le imposte differite sono rilevate indipendentemente dalla situazione fiscale di perdita presente o prospettica dell'impresa, salvo non si possa dimostrare che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate se riferite alla stessa impresa. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - crediti", se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 14.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati a conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati (swap, future, opzioni, ecc.) di copertura del rischio di cambio sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati a conto economico come differenza di cambio. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli" delle "Immobilizzazioni" o dell'"Attivo circolante", in relazione alla scadenza del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi (interest rate swap, future e swap) sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura.

Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno cui si riferiscono.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o accantonati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

I costi ambientali che prolungano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono. I costi ambientali di carattere ricorrente sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I costi di ricerca scientifica e tecnologica sostenuti negli esercizi 1999, 2000 e 2001 ammontano rispettivamente a 234, 234 e a 203 milioni di euro.

Introduzione della moneta unica europea

Le informazioni relative agli interventi posti in essere dall'Eni per il passaggio all'euro sono indicate nella "Relazione sulla gestione". I costi specificatamente connessi con l'introduzione dell'euro sostenuti al 31 dicembre 2001 ammontano a 70 milioni di euro e sono stati imputati interamente a conto economico; di questi 8 milioni di euro sono relativi a contratti stipulati e sono stati accantonati al "Fondo spese future per l'introduzione dell'euro". I costi rilevati nell'esercizio ammontano a 15 milioni di euro.

Riclassifica di voci di bilancio

Nell'esercizio 2001 le attività per imposte sul reddito anticipate nette sono state classificate nella voce dell'attivo circolante "Crediti verso altri - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" anziché nella voce dei ratei e risconti dell'attivo patrimoniale "Ratei e altri risconti". A seguito di questa modifica è stato coerentemente riclassificato l'importo relativo alle attività per imposte anticipate nette relativo all'esercizio 2000 di 806 milioni di euro.

NOTE AL BILANCIO

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Investimenti	Ammortamenti	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2001	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2001
Costi di impianto e di ampliamento	17	1	(13)			34	39	44
Costi di ricerca e di sviluppo	240	781	(985)	452	31	(9)	510	693
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	80	22	(66)			52	88	433
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	432	66	(91)		(18)	22	411	254
Avviamento	69	17	(18)	56	(10)	33	147	108
Differenza da consolidamento	124	9	(35)	301	(3)		396	34
Immobilizzazioni in corso e acconti	118	163				(153)	128	5
Altre immobilizzazioni immateriali	1.311	245	(162)		51	(321)	1.124	1.080
	2.391	**1.304**	**(1.370)**	**809**	**51**	**(342)**	**2.843**	**2.617**

I *costi di impianto e di ampliamento* di 39 milioni di euro riguardano i costi per operazioni societarie straordinarie, i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive e i costi di aumento del capitale sociale.

I *costi di ricerca e di sviluppo* di 510 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (506 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 757 milioni di euro (744 milioni di euro nell'esercizio 2000). La variazione dell'area di consolidamento di 452 milioni di euro è riferita all'inclusione della Lasmo Plc per 451 milioni di euro.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 411 milioni di euro riguardano principalmente le concessioni di sfruttamento minerario (148 milioni di euro), la concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nello Stato brasiliano di San Paolo (139 milioni di euro) nonché il know-how relativo a nuovi progetti aziendali (49 milioni di euro).

La *differenza da consolidamento* rappresenta il maggior costo di acquisizione di partecipazioni consolidate rispetto al corrispondente patrimonio netto a valori correnti. L'ammontare di 396 milioni di euro al 31 dicembre 2001 riguarda principalmente la Lasmo Plc (288 milioni di euro), la Companhia Sao Paulo de Petròleo SA, ora Agip Distribuidora SA (65 milioni di euro) e l'Inversora de Gas Cuyana (23 milioni di euro). La variazione dell'area di consolidamento di 301 milioni di euro è riferita all'inclusione della Lasmo Plc.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 1.124 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (895 milioni di euro), diritti di incasso di royalties relative all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa Srl (96 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (75 milioni di euro). Le altre variazioni di 321 milioni di euro si riferiscono principalmente al conferimento da parte della Trans Austria Gasline Finance Co Ltd alla Trans Austria Gasleitung GmbH, società valutata con il metodo del patrimonio netto, del diritto di trasporto del gas naturale di importazione dalla Russia (392 milioni di euro).

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2001	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2001
Terreni e fabbricati	2.390	101	(133)	(20)	(321)	7	(228)	1.796	1.403
Impianti e macchinario	19.251	1.475	(2.957)	(504)	3.732	468	2.531	33.996	34.296
Attrezzature industriali e commerciali	445	140	(131)			(8)	35	481	1.188
Altri beni	240	57	(89)		9	5	10	232	721
Immobilizzazioni in corso e acconti	4.471	3.500		(130)	1.867	196	(3.095)	6.809	199
	26.797	**5.273**	**(3.310)**	**(654)**	**5.287**	**668**	**(747)**	**33.314**	**37.807**

Gli investimenti di 5.273 milioni di euro (4.341 milioni di euro nell'esercizio 2000) sono riferiti principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (3.458 milioni di euro), Gas Naturale (555 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (445 milioni di euro), Generazione Elettrica (263 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (277 milioni di euro, di cui 267 milioni di euro relativi all'attività *costruzioni e perforazioni*) e Petrolchimica (236 milioni di euro). Informazioni sugli investimenti effettuati sono indicate nell'andamento operativo dei principali settori di attività compreso nella "Relazione sulla gestione".

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)

Fabbricati	3	-	10
Impianti e macchinario:			
- gasdotti e reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario	2	-	5
- altri impianti e macchinario	4	-	25
Attrezzature industriali e commerciali	10	-	25

Le svalutazioni di 654 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Petrolchimica (554 milioni di euro) e il settore Esplorazione e Produzione (88 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento riguarda l'ammontare delle immobilizzazioni materiali delle imprese incluse ed escluse dall'area di consolidamento nell'esercizio. L'ammontare di 5.287 milioni di euro è riferito all'inserimento della Lasmo Plc per 5.617 milioni di euro e, in diminuzione, all'esclusione dell'Immobiliare Metanopoli per 330 milioni di euro a seguito della cessione della partecipazione.

Le altre variazioni di 747 milioni di euro riguardano in particolare cessioni di beni per 374 milioni di euro (di cui 223 relativi al patrimonio immobiliare) e 293 milioni di euro conferimenti e cessioni di rami d'azienda (di cui 144 milioni di euro relativi al business Poliuretani e 119 milioni di euro relativi alla rete gas Torino).

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali, al lordo e al netto del fondo ammortamento e svalutazione, ammontano, rispettivamente, a 1.295 e a 112 milioni di euro (1.524 e 279 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 240 milioni di euro (276 milioni di euro al 31 dicembre 2000) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Esplorazione e Produzione	28.220	38.662
- Gas Naturale	16.479	16.304
- Generazione Elettrica	402	663
- Raffinazione e Marketing	8.854	9.063
- Petrolchimica	4.618	4.498
- Ingegneria e Servizi	2.564	2.805
- Altre attività	224	241
	61.361	**71.121**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Esplorazione e Produzione	15.107	17.549
- Gas Naturale	9.656	9.697
- Generazione Elettrica	157	172
- Raffinazione e Marketing	5.461	5.751
- Petrolchimica	2.859	3.369
- Ingegneria e Servizi	1.194	1.338
- Altre attività	130	141
	34.564	**37.807**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	13.113	20.728
- Gas Naturale	6.823	6.607
- Generazione Elettrica	245	491
- Raffinazione e Marketing	3.393	3.312
- Petrolchimica	1.759	1.089
- Ingegneria e Servizi	1.370	1.467
- Altre attività	94	100
	26.797	**33.314**

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2001	Fondo svalutazione al 31.12.2001
Partecipazioni in imprese controllate	246	214	4	(227)	289	526	345
Partecipazioni in imprese collegate	3.572	164	65	(193)	(1.512)	2.096	442
Partecipazioni in altre imprese	405	41		(66)	10	390	188
	4.223	**419**	**69**	**(486)**	**(1.213)**	**3.012**	**1.373**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 419 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto del residuo 50% della Polimeri Europa Srl (204 milioni di euro); (ii) la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della Trans Austria Gasleitung GmbH (84 milioni di euro), dell'Albacom SpA (53 milioni di euro) e della Blu SpA (26 milioni di euro). La Polimeri Europa Srl non è stata inserita nell'area di consolidamento, benché posseduta interamente dall'EniChem SpA, tenuto conto della programmata cessione.

Le rivalutazioni e le svalutazioni riguardano la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le rettifiche di valore delle partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 69 milioni di euro riguardano la Trans Austria Gasleitung GmbH (37 milioni di euro); le svalutazioni di 486 milioni di euro

riguardano principalmente la Polimeri Europa Srl (209 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (144 milioni di euro), la Blu SpA (57 milioni di euro), l'Albacom SpA (42 milioni di euro).

Le altre variazioni di 1.213 milioni di euro riguardano principalmente l'annullamento del valore al 31 dicembre 2000 della partecipazione nella Lasmo Plc (1.213 milioni di euro) a seguito del suo inserimento nell'area di consolidamento, la cessione di alcune partecipazioni (47 milioni di euro), tra cui il 15% della Saras SpA-Raffinerie Sarde e del 4,7% della Nuovo Pignone Holding SpA, nonché l'acquisizione del 49% dell'Azienda Energia Servizi SpA a seguito del conferimento del ramo d'azienda rete gas Torino (75 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2001 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 31 dicembre 2001" che costituisce parte integrante di queste note.

I valori iscritti si riferiscono alle seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.2000			31.12.2001		
	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione
Imprese controllate:						
- Polimeri Europa Srl				257	100,00	patrimonio netto
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	102	50,00	patrimonio netto	105	50,00	patrimonio netto
- Conserv Inc				25	100,00	costo
- Altre (*)	144			141		
	246			**526**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	899	33,34	patrimonio netto	755	33,34	patrimonio netto
- Blue Stream Pipeline Co BV	212	50,00	patrimonio netto	214	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	151	49,00	patrimonio netto	153	49,00	patrimonio netto
- Albacom SpA	97	35,00	patrimonio netto	109	35,17	patrimonio netto
- Superoctanos CA	84	49,00	patrimonio netto	90	49,00	patrimonio netto
- Raffineria di Milazzo ScpA	80	50,00	patrimonio netto	82	50,00	patrimonio netto
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	64	20,00	costo	81	20,00	patrimonio netto
- Azienda Energia e Servizi SpA				80	49,00	patrimonio netto
- Supermetanol CA	74	34,51	patrimonio netto	76	34,51	patrimonio netto
- Distribuidora de Gas del Centro SA	100	31,35	patrimonio netto	68	31,35	patrimonio netto
- Haldor Topsøe AS	46	50,00	patrimonio netto	48	50,00	patrimonio netto
- Carson Development General Partnership				46	50,00	costo
- Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	39	49,00	patrimonio netto	33	49,00	patrimonio netto
- Transitgas AG	32	46,00	patrimonio netto	33	46,00	patrimonio netto
- Siciliana Gas SpA	32	50,00	patrimonio netto	32	50,00	patrimonio netto
- Termica Milazzo Srl				23	40,00	patrimonio netto
- Inversora de Gas del Centro SA	28	25,00	patrimonio netto	18	25,00	patrimonio netto
- Lasmo Plc	1.213	27,97	patrimonio netto			
- Polimeri Europa Srl	237	50,00	patrimonio netto			
- Altre	184			153		
	3.572			**2.096**		
Altre imprese:						
- Nigeria Lng Ltd	114	10,40	costo	129	10,40	costo
- Ceska Rafinerska AS	43	16,33	costo	42	16,33	costo
- Discovery Producer Services Llc	33	16,67	costo	37	16,67	costo
- Interconnector (UK) Ltd	30	5,02	costo	30	5,02	costo
- Qatar Petrochemical Ltd	29	10,00	costo	29	10,00	costo
- Blu SpA	54	7,00	costo	23	7,00	costo
- Altre (*)	102			100		
	405			**390**		
	4.223			**3.012**		

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Singea SpA (in liquidazione)	324	
Bormia SpA (in liquidazione)	182	160
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)		131
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)		28
Agip Middle East BV	16	18
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)		17
Fosfotec Srl (in liquidazione)	9	9
Altre imprese	35	21
	566	**384**

La Singea SpA (in liquidazione) è stata inserita nell'area di consolidamento a seguito della rilevanza della sua situazione finanziaria.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2000			31.12.2001		
	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	399		399	608		608
Crediti verso imprese collegate	192	146	338	488	4	492
Crediti verso altri	450	364	814	293	522	815
	1.041	**510**	**1.551**	**1.389**	**526**	**1.915**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 218 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

I crediti di 1.915 milioni di euro (1.551 milioni di euro al 31 dicembre 2000) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa concessi, principalmente, dai settori Gas Naturale (796 milioni di euro) e Esplorazione e Produzione (730 milioni di euro). L'incremento di 364 milioni di euro è dovuto principalmente al conferimento da parte Trans Austria Gasline Finance Co Ltd alla Trans Austria Gasleitung GmbH, società valutata con il metodo del patrimonio netto, dei debiti correlati ai diritti di trasporto del gas naturale di importazione dalla Russia (404 milioni di euro). Il rimborso di crediti per 267 milioni di euro (323 milioni di euro al 31 dicembre 2000) è condizionato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale.

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.324 milioni di euro (1.205 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Valore netto al 31.12.2001
Titoli emessi dallo Stato italiano	21	21
Altri titoli	111	312
	132	**333**

I titoli di 333 milioni di euro aumentano di 201 milioni di euro a seguito principalmente dell'inserimento della Lasmo Plc nell'area di consolidamento (300 milioni di euro) che ha in portafoglio titoli quotati al Luxemburg Stock Exchange costituiti in pegno a garanzia di un prestito obbligazionario. Questo incremento è stato parzialmente assorbito dalle cessioni (94 milioni di euro) effettuate dalla società assicurativa estera Finas Co Ltd che è stata liquidata nel corso dell'esercizio.

Titoli per 21 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (108 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.068 milioni di euro (574 milioni di euro al 31 dicembre 2000) e sono rappresentate da n. 154.380.826 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 88.763.000 al 31 dicembre 2000 del valore nominale di 1.000 lire pari a n. 44.381.500 del valore nominale di 1 euro). Queste azioni, iscritte al costo, sono state acquistate in esecuzione delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria del 6 giugno 2000 e del 1° giugno 2001 al fine di accrescere il valore per l'azionista.

4) Rimanenze

(milioni di €)

	31.12.2000					31.12.2001				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	**Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi**	**Prodotti chimici**	**Lavori in corso su ordinazione**	**Altre**	**Totale**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	732	164		350	1.246	719	147		405	1.271
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	58	21		4	83	57	18		2	77
Lavori in corso su ordinazione			208		208			152		152
Prodotti finiti e merci	1.000	446		64	1.510	862	332		4	1.198
Acconti			72	1	73			115		115
	1.790	**631**	**280**	**419**	**3.120**	**1.638**	**497**	**267**	**411**	**2.813**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 159 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	**Valore al 31.12.2001**
	106	61	(1)	(7)	**159**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 548 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo, in conformità alle disposizioni di legge, mentre rimanenze di gas naturale per 401 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (rispettivamente, 612 e 443 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Il valore di iscrizione del greggio, dei prodotti petroliferi e del gas naturale acquistato è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio per 532 milioni di euro, mentre il valore di iscrizione del gas naturale prodotto è inferiore al costo medio di produzione dell'esercizio per 249 milioni di euro (rispettivamente, 990 e 304 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Il decremento della riserva LIFO di 458 milioni di euro relativa al greggio, ai prodotti petroliferi e al gas naturale acquistato deriva essenzialmente dalla flessione delle quotazioni internazionali del petrolio.

5) Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2000				31.12.2001			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti commerciali verso:								
- clienti	8.647	82	8.729		8.958	90	9.048	
- imprese controllate	59		59		108		108	
- imprese collegate	398		398		452		452	
	9.104	**82**	**9.186**		**9.518**	**90**	**9.608**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	104		104		186		186	
- imprese collegate	578		578		758		758	
- altri	565		565		74		74	
	1.247		**1.247**		**1.018**		**1.018**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	14		14		16		16	
- imprese collegate	61		61		51		51	
- altri	2.477	874	3.351	2	3.217	950	4.167	2
	2.552	**874**	**3.426**	**2**	**3.284**	**950**	**4.234**	**2**
Imposte sul reddito anticipate nette		**806**	**806**			**776**	**776**	
	12.903	**1.762**	**14.665**	**2**	**13.451**	**1.816**	**15.267**	**2**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 1.059 milioni di euro:

(milioni di €)

Valore al 31.12.2000	Accantonamenti	Utilizzazioni	Variazione area di consolidamento	Altre variazioni	**Valore al 31.12.2001**
718	90	(77)	188	140	**1.059**

I *crediti commerciali* di 9.239 milioni di euro aumentano di 53 milioni di euro. L'incremento è dovuto all'inserimento della Lasmo Plc nell'area di consolidamento (223 milioni di euro), parzialmente assorbito dalle altre variazioni dell'esercizio.

I *crediti finanziari* di 1.018 milioni di euro riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 57 milioni di euro (455 milioni di euro al 31 dicembre 2000), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 17 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2000), nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 944 milioni di euro (697 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Il decremento dei crediti finanziari verso banche e altre società finanziarie di 398 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla gestione dell'attività di tesoreria da parte della società finanziaria di Gruppo italiana Enifin SpA (357 milioni di euro).

L'incremento dei crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa di 247 milioni di euro è dovuto principalmente al finanziamento concesso all'impresa collegata Transitgas AG per il potenziamento del gasdotto che trasporta il gas dai Paesi Bassi alla Svizzera (115 milioni di euro) e al finanziamento concesso alla Polimeri Europa Srl (90 milioni di euro).

I *crediti diversi* verso altri riguardano:

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	1.109	1.435
. per crediti Iva	324	212
. per interessi su crediti di imposta	240	276
. per altri rapporti	42	90
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	420	602
- compagnie di assicurazione	223	296
- amministrazioni finanziarie estere	136	178
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	163	160
Acconti per servizi	43	91
Altri crediti	651	885
	3.351	**4.167**

I crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana non comprendono i crediti di imposta riferiti all'esercizio 1988 e i relativi interessi per i quali le imprese dell'Eni hanno presentato ricorso (sostanzialmente Eni SpA per 101 milioni di euro e 104 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2000 e 2001) perché svalutati in attesa dell'esito definitivo del contenzioso. L'incremento dei crediti di imposta sul reddito di 326 milioni di euro è dovuto principalmente alle eccedenze dei crediti rispetto alle imposte dovute per l'esercizio 2001 da parte dell'Eni SpA (540 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente assorbito dall'utilizzo dei crediti a fronte delle imposte dovute per l'esercizio 2001 da parte del settore Gas Naturale (232 milioni di euro).

A partire dal 1° gennaio 1997 la remunerazione dei crediti di imposta è del 2,5% per semestre intero.

Circa il 10,9% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta estera (11% al 31 dicembre 2000).

Al 31 dicembre 2000 e 2001 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

L'analisi delle imposte sul reddito anticipate nette è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

6) Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Valore netto al 31.12.2001
Partecipazioni	**5**	**3**
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	1.471	1.038
- obbligazioni	105	94
- obbligazioni emesse da imprese dell'Eni	5	5
- altri titoli	208	236
	1.789	**1.373**
	1.794	**1.376**

Gli *altri titoli* di 1.373 milioni di euro diminuiscono di 416 milioni di euro per effetto principalmente dei disinvestimenti dell'Eni SpA (372 milioni di euro).

Titoli per complessivi 436 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici (362 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

7) Ratei e risconti - attivi

(milioni di €)

	Valori al 31.12.2000	Valori al 31.12.2001
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	407	391
Differenziali su contratti derivati	237	217
Interessi attivi	61	36
Disaggio su prestiti	1	21
Altri ratei e risconti attivi	147	284
	853	**949**

Gli *interessi impliciti* di 391 milioni di euro (di cui 37 milioni di euro a breve termine) riguardano gli oneri per interessi non ancora maturati sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 1.021 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2000).

I *differenziali su contratti derivati* di 217 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari non strumentali all'attività operativa per 97 milioni di euro e altre attività e passività per 120 milioni di euro (rispettivamente 158 e 79 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

I ratei e risconti attivi a breve termine ammontano a 481 milioni di euro (448 milioni di euro al 31 dicembre 2000) e quelli a lungo termine ammontano a 468 milioni di euro (405 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

8) Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di €)

	31.12.2000		31.12.2001
Capitale sociale	4.133		4.001
Riserva legale	827		959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	574		2.068
Altre riserve:	5.748		6.884
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.826	1.332	
- riserva disponibile	1.838	3.496	
- riserva per differenze cambio	911	1.362	
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67	84	84	
- conferimenti leggi nn. 730/83, 749/85 e 41/86	58	62	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83	19	19	
- riserva di consolidamento	6	31	
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	4		
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	2	3	
Utili portati a nuovo	5.922		8.383
Utile dell'esercizio	5.771		7.251
	22.975		**29.551**

Capitale sociale

Il 1° giugno 2001, l'Assemblea straordinaria degli azionisti ha deliberato, con decorrenza dal 18 giugno 2001, la ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro ciascuna con annullamento di una delle azioni.

Al 31 dicembre 2001 il *capitale sociale* dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.001.259.476 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (n. 8.002.140.853 azioni ordinarie al 31 dicembre 2000 del valore nominale di 1.000 lire pari a n. 4.001.070.426 azioni del valore nominale di 1 euro). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 189.050 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di stock grant che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro.

Riserva legale

La *riserva legale* dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La *riserva per azioni proprie in portafoglio* rappresenta il valore delle azioni proprie iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie. La riserva, costituita utilizzando la riserva per acquisto di azioni proprie, è mantenuta finché le azioni non saranno cedute o annullate.

Altre riserve

La *riserva per acquisto di azioni proprie* riguarda l'utilizzo di riserve disponibili destinate all'acquisto di azioni proprie deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 6 giugno 2000 e del 1° giugno 2001. La riserva è riclassificata alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" in relazione al valore di iscrizione delle azioni proprie acquistate.

La *riserva per differenze cambio* riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera.

Il *fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67*, ex Agip SpA, è stato ricostituito a seguito della fusione e accoglie utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

I *conferimenti leggi nn. 730/83, 749/85 e 41/86* riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

I *finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato* riguardano i finanziamenti assunti dall'Eni SpA a fronte della legge 41/86 e non ancora scaduti al termine degli esercizi considerati.

La *riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile* accoglie le attribuzioni degli utili di esercizio destinati all'aumento del capitale sociale a fronte delle emissioni di azioni da assegnare gratuitamente a dirigenti nell'ambito dei piani di incentivazione dei dirigenti. Il numero delle azioni da assegnare gratuitamente è pari a n. 3.079.500 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 2.843.900 del valore nominale di 1.000 lire pari a n. 1.421.950 del valore nominale di 1 euro al 31 dicembre 2000).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2001 dell'Eni comprende riserve distribuibili per circa 22.000 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere di imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (105 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva disponibile	Riserva per differenze cambio	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ. L. n. 292/93	Riserva adeguamento patrimonio netto	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1998	**4.132**	**223**			**1.462**	**56**	**103**	**62**	**6**	**11**	**..**	**3.826**	**3.947**	**2.328**	**16.156**
Attribuzione del dividendo (300 lire per azione pari a 0,15 euro)														(1.239)	(1.239)
Destinazione dell'utile residuo 1998		55			(197)						1		1.230	(1.089)	
Aumento del capitale sociale	1										(1)				
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro								3		(3)					
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						618									618
Altre variazioni													6		6
Utile dell'esercizio														2.857	2.857
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**	**278**			**1.265**	**674**	**103**	**65**	**6**	**8**	**..**	**3.826**	**5.183**	**2.857**	**18.398**
Attribuzione del dividendo (350 lire per azione pari a 0,181 euro)														(1.446)	(1.446)
Destinazione dell'utile residuo 1999		112			573						2		724	(1.411)	
Aumento del capitale sociale	..										..				
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro								4		(4)					
Adeguamento della riserva legale al quinto del capitale sociale		437										(437)			
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				3.400				(11)				(3.389)			
Acquisto azioni proprie			574	(574)											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						237									237
Altre variazioni													15		15
Utile dell'esercizio														5.771	5.771
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**827**	**574**	**2.826**	**1.838**	**911**	**103**	**58**	**6**	**4**	**2**		**5.922**	**5.771**	**22.975**
Attribuzione del dividendo (410 lire per azione pari a 0,212 euro)														(1.664)	(1.664)
Destinazione dell'utile residuo 2000					1.678						1		2.446	(4.107)	
Acquisto azioni proprie			1.494	(1.494)											
Riclassificazione del capitale sociale da lire italiane a euro	(132)	132													
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto									25						25
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero dell'economia e delle finanze								4		(4)					
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera						451									451
Altre variazioni													13		13
Utile dell'esercizio														7.751	7.751
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**959**	**2.068**	**1.332**	**3.496**	**1.362**	**103**	**62**	**31**		**3**		**8.383**	**7.751**	**29.551**

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 1999-2000-2001

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1999	2000	2001	31.12.1999	31.12.2000	31.12.2001
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**2.224**	**3.426**	**2.250**	**11.926**	**14.785**	**15.375**
Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato				8	4	
Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate e dei relativi effetti economici iscritti nel bilancio di esercizio	(960)	(1.570)	[illegible]	(6.943)	(7.152)	[illegible]
Rilevazione del patrimonio netto e dei risultati di periodo delle partecipazioni consolidate	2.160	1.960	2.412	13.470	22.864	24.800
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- maggiore prezzo di acquisto rispetto al patrimonio netto sottostante	(22)	(22)	(44)	190	203	459
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	203	1.846	420	3.021	(4.378)	(1.345)
- eliminazione di utili infragruppo	(12)	(72)	(130)	(412)	(437)	(1.493)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(681)	313	358	(1.534)	(1.241)	(127)
- altre rettifiche	85	141	2.483	23	(1)	247
	2.997	**6.022**	**8.228**	**19.749**	**24.647**	**31.257**
Interessi di terzi	(140)	(251)	(477)	(1.351)	(1.672)	(1.706)
Come da bilancio consolidato	**2.857**	**5.771**	**7.751**	**18.398**	**22.975**	**29.551**

9) Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1999	2000	2001	31.12.1999	31.12.2000	31.12.2001
Società Italiana per il Gas pA	87	175	130	623	781	807
Saipem SpA	41	42	98	549	575	659
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	10	10	10	69	69	75
Distribuidora de Gas Cuyana SA		10	9		115	71
Snam Rete Gas SpA			232			699
Altri	2	14	(3)	110	132	134
	140	**251**	**477**	**1.351**	**1.672**	**1.706**

10) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31 dicembre 2000					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	69	12	(5)		76
Fondo imposte:	1.772	1.276	(1.116)	(579)	1.353
- imposte sul reddito differite	1.448	1.214	(1.089)	(591)	982
- altre imposte	324	62	(27)	12	371
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.479	232	(68)	55	1.698
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	121	16	(3)	(8)	126
- fondo rischi ambientali	412	220	(90)		542
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	604	136	(152)	16	604
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	525	50	(20)	11	566
- fondo rischi per contenziosi	72	287	(26)	11	344
- fondo rischi contrattuali	159	31	(141)	(13)	36
- fondo esodi agevolati	46	28	(42)		32
- altri fondi (*)	248	148	(127)	56	325
	3.666	**1.148**	**(669)**	**128**	**4.273**
	5.507	**2.436**	**(1.790)**	**(451)**	**5.702**
31 dicembre 2001					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	76	13	(6)	3	86
Fondo imposte:	1.353	772	(1.230)	1.726	2.621
- imposte sul reddito differite	982	757	(1.083)	1.731	2.387
- altre imposte	371	35	(147)	(5)	254
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.698	125	(74)	214	1.963
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	631	(224)	140	673
- fondo rischi ambientali	542	212	(158)	209	804
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	604	103	(182)	16	635
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	566	53	(34)	(190)	394
- fondo rischi per contenziosi	344	41	(233)	61	213
- fondo rischi contrattuali	36	20	(4)		53
- fondo esodi agevolati	32	14	(23)	16	39
- altri fondi (*)	325	139	(120)	26	390
	4.273	**1.356**	**(851)**	**476**	**5.254**
	5.702	**2.141**	**(2.087)**	**2.205**	**7.961**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 2.367 milioni di euro (982 milioni di euro al 31 dicembre 2000) riguarda le passività per imposte differite, al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Le altre variazioni di 1.731 milioni di euro riguardano l'inserimento nell'area di consolidamento della Lasmo Plc (1.559 milioni di euro), le differenze attive di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (127 milioni di euro) e la compensazione, a livello di singola impresa, del fondo imposte con i crediti per imposte anticipate (44 milioni di euro). Di seguito sono indicate le passività nette per imposte differite, determinate detraendo dall'ammontare del fondo imposte differite le imposte sul reddito anticipate non compensabili rilevate alla voce "Attivo circolante - crediti" dell'attivo patrimoniale.

Passività nette per imposte differite

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Imposte sul reddito differite	2.597	4.064
Imposte sul reddito anticipate:		
- compensabili	(1.615)	(1.697)
- non compensabili	(806)	(786)
	176	**1.581**

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

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	2.069	2.614
- maggior costo su acquisti di partecipazioni consolidate	156	931
- svalutazioni eccedenti di crediti	108	127
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	106	106
- plusvalenze a tassazione differita	65	76
- altre	103	211
	2.597	**4.064**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.424)	(1.914)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.231)	(1.136)
- perdite fiscali portate a nuovo	(584)	(1.332)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(892)	(892)
- ammortamenti non deducibili	(336)	(355)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(111)	(269)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(225)	(236)
- altre	(302)	(347)
	(5.105)	**(6.286)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.684	3.812
	(2.421)	**(2.473)**
Passività nette per imposte differite	**176**	**1.591**

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo generalmente compreso fra 5 e 15 esercizi, una parte rilevante non prevede alcuna scadenza. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 36% per le imprese italiane e a una aliquota media del 33% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 3.324 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di €)

	Imprese italiane	Imprese estere
2002	178	51
2003	235	52
2004	606	75
2005	44	48
2006	430	83
oltre 2006		528
illimitatamente		994
	1.493	**1.831**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 581 milioni di euro e sono riferite quasi esclusivamente alle imprese estere (577 milioni di euro); le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 185 milioni di euro.

Il *fondo per altre imposte* di 254 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1995, salvo alcuni esercizi precedenti non ancora definiti a seguito di contenziosi in corso. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1995 e il 2000.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.963 milioni di euro accoglie principalmente i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (1.879 milioni di euro). Le altre variazioni di 214 milioni di euro riguardano principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Lasmo Plc (146 milioni di euro) e le differenze attive di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (29 milioni di euro).

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 873 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti nei settori Petrolchimica (768 milioni di euro) e Altre attività (78 milioni di euro). Gli accantonamenti di 631 milioni di euro si riferiscono essenzialmente al settore Petrolchimica (616 milioni di euro). Le altre variazioni di 140 milioni di euro si riferiscono principalmente all'inserimento nell'area di consolidamento della Singea SpA (in liquidazione) (95 milioni di euro) e alla fusione da parte di EniChem SpA dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) (35 milioni di euro).

Il *fondo rischi ambientali* di 804 milioni di euro accoglie gli oneri previsti per gli interventi ambientali principalmente nei settori Petrolchimica (470 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (228 milioni di euro). Gli accantonamenti di 212 milioni di euro si riferiscono principalmente ai settori Petrolchimica (92 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (82 milioni di euro) e Gas Naturale (31 milioni di euro). Le altre variazioni di 208 milioni di euro riguardano principalmente l'incorporazione da parte di EniChem SpA dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) (140 milioni di euro) e l'inserimento nell'area di consolidamento della Singea SpA (in liquidazione) (62 milioni di euro).

Il *fondo copertura perdite* di imprese partecipate di 384 milioni di euro diminuisce di 182 milioni di euro essenzialmente a seguito dell'inserimento nell'area di consolidamento della Singea SpA (in liquidazione).

Il *fondo rischi per contenziosi* di 213 milioni di euro è diminuito di 131 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000. Gli utilizzi si riferiscono in particolare al fondo costituito nell'esercizio 2000 a seguito della riduzione dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali del gas naturale praticate dai distributori a seguito della deliberazione n. 193/99 del 22 dicembre 1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (200 milioni di euro). Le altre variazioni di 61 milioni di euro riguardano principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Singea SpA (in liquidazione) (31 milioni di euro) e l'incorporazione da parte di EniChem SpA dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) (24 milioni di euro).

11) Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2000				31.12.2001			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	3.230		3.230		1.972		1.972	
- altri finanziatori	67		67		28		28	
- rappresentati da titoli di credito	1.670		1.670		3.032		3.032	
- imprese controllate	309		309		52		52	
- imprese collegate	66		66		150		150	
	5.342		**5.342**		**5.231**		**5.231**	
A lungo termine:								
- obbligazioni		1.262	1.262	511		3.201	3.201	1.662
- banche	568	3.174	3.742	272	1.196	2.050	3.246	71
- altri finanziatori	55	1.050	1.105	774	67	1.174	1.241	901
	623	**5.486**	**6.109**	**1.557**	**1.262**	**6.425**	**7.687**	**2.624**
	5.965	**5.486**	**11.451**	**1.557**	**6.493**	**6.425**	**12.918**	**2.624**
Acconti:								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	537	237	774		645	4	649	
- per altri rapporti	234		234		284		284	
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione	17		17					
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	108		108		106		106	
	896	**237**	**1.133**		**1.035**	**4**	**1.039**	
Debiti commerciali:								
- rappresentati da titoli di credito	17		17		13		13	
- fornitori	4.413	56	4.469		4.630	48	4.678	
- imprese controllate	39		39		56		56	
- imprese collegate	378		378		275		275	
	4.847	**56**	**4.903**		**4.974**	**48**	**5.022**	
Debiti tributari:								
- accise e imposte di consumo	1.114		1.114		693		693	
- imposte sul reddito	3.358	37	3.395		912	26	938	
- altre imposte e tasse	562	11	573		750	4	754	
	5.034	**48**	**5.082**		**2.355**	**30**	**2.385**	
Debiti diversi:								
- fornitori	607	7	614		603	4	607	
- imprese controllate	23		23		111		111	
- imprese collegate	304		304		236		236	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	179	3	182		179	6	185	
- altri	2.021	229	2.250	143	2.145	235	2.380	141
	3.134	**239**	**3.373**	**143**	**3.173**	**245**	**3.418**	**141**
	19.876	**6.066**	**25.942**	**1.700**	**18.030**	**6.752**	**24.782**	**2.765**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Dollaro USA	2.205	2.197
Euro	2.035	1.314
Lira sterlina	1.031	1.271
Franco svizzero	41	170
Corona norvegese	2	30
Altre valute	28	349
	5.342	**5.231**

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 5,9% e del 4,45%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2000 e 2001.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2000 e 2001, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scad.	Scadenza a lungo termine					
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Oltre	Totale
Verso banche:										
- mutui ordinari	2001-2010	3.210	2.800	1.078	736	259	354	309	64	1.722
- mutui a tasso agevolato	2001-2008	331	236	66	63	63	60	38	6	230
- credito all'esportazione ordinario	2001-2004	149	119	40	40	39				79
- mutui a tasso di cambio agevolato	2001-2007	21	14	6	3	1	3		1	8
- credito all'esportazione assicurato	2001-2006	21	14	4	4	3	2	1		10
- altri	2001-2003	10	2	1	1					1
		3.742	**3.245**	**1.195**	**847**	**365**	**419**	**348**	**71**	**2.050**
Obbligazioni:										
- ordinarie	2003-2027	1.262	3.201		830		265	454	1.652	3.201
Altri debiti	2001-2019	1.105	1.241	67	69	68	79	57	901	1.174
		6.109	**7.687**	**1.262**	**1.746**	**433**	**763**	**859**	**2.624**	**6.425**

L'aumento dei debiti finanziari di 1.578 milioni di euro si riferisce principalmente alla variazione dell'area di consolidamento (1.653 milioni di euro, di cui Lasmo Plc 1.816 milioni di euro) e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera (347 milioni di euro). Questo incremento è stato parzialmente assorbito dalla variazione netta dei debiti assunti e estinti nell'esercizio (422 milioni di euro).

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Eni. Al 31 dicembre 2000 e 2001 i debiti soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 44 e a 11 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I *mutui a tasso di cambio agevolato* di 14 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, quali la Banca Europea per gli Investimenti, come incentivo allo sviluppo economico per i quali lo Stato italiano assume parzialmente gli utili e le perdite di cambio.

Le *obbligazioni* di 3.201 milioni di euro riguardano sette prestiti obbligazionari emessi da Lasmo Plc per complessivi 1.688 milioni di euro con tassi fissi compresi tra il 6,7% e il 10,375% e con scadenze comprese tra il 2003 e il 2027, i titoli emessi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 868 milioni di euro (500 milioni di euro al tasso fisso del 6,125%, con scadenza nel 2010, e 368 milioni di euro a tassi fissi e variabili, con scadenze entro il 2010), il prestito obbligazionario Eni SpA 1993-2003 a tasso variabile di 516 milioni di euro, nonché il prestito Enifin SpA 1997-2005 a tasso variabile di 129 milioni di euro.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	(milioni di €) 31.12.2000	Tasso medio	(milioni di €) 31.12.2001	Tasso medio
Euro	3.973	5,6	3.417	5,7
Dollaro USA	2.113	6,6	3.830	4,9
Lira sterlina	2	10,0	250	9,2
Yen giapponese	10	6,6	104	0,65
Altre valute	11	8,8	6	7,8
	6.109		**7.687**	

L'Eni dispone di linee di credito a lungo termine non utilizzate presso banche nazionali ed estere. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I *debiti commerciali* di 5.022 milioni di euro aumentano di 119 milioni di euro. L'incremento è dovuto principalmente all'inserimento nell'area di consolidamento della Lasmo Plc (178 milioni di euro), parzialmente assorbito dalle altre variazioni dell'esercizio.

I *debiti tributari* di 2.385 milioni di euro diminuiscono di 2.697 milioni di euro a seguito del decremento dei debiti per imposte sul reddito di 2.457 milioni di euro (di cui 2.166 milioni di euro connessi al pagamento dell'imposta sostitutiva sulla rivalutazione volontaria dei beni di cui alla legge n. 342/2000) e dei debiti per accise e imposte di consumo di 421 milioni di euro a seguito principalmente del differimento al mese di gennaio 2001 del pagamento delle accise dovute dal settore Raffinazione e Marketing per il mese di dicembre 2000; questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dagli incrementi delle altre imposte e tasse di 181 milioni di euro.

I *debiti diversi* di 3.418 milioni di euro aumentano di 45 milioni di euro. L'incremento è dovuto principalmente all'inserimento nell'area di consolidamento della Lasmo Plc (185 milioni di euro), parzialmente assorbito dalle altre variazioni dell'esercizio.

Debiti per 161 e 115 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2000 e 2001, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

12) Ratei e risconti - passivi

	Valori al 31.12.2000	(milioni di €) **Valori al 31.12.2001**
Ricavi e proventi anticipati	183	317
Differenziali su contratti derivati	153	124
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	109	110
Canoni di affitto	52	51
Premi delle compagnie di assicurazioni	19	15
Altri ratei e risconti passivi	80	113
	596	**730**

I *differenziali su contratti derivati* di 124 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari non strumentali all'attività operativa per 68 milioni di euro e altre attività e passività per 56 milioni di euro (rispettivamente 106 e 47 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 21 milioni di euro (di cui 8 milioni di euro a breve termine) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso della Lasmo Plc.

I ratei e risconti passivi a breve termine ammontano a 459 milioni di euro (405 milioni di euro al 31 dicembre 2000) e quelli a lungo termine ammontano a 271 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

13) Garanzie

(milioni di €)

	31.12.2000				31.12.2001			
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	227	684		911	136	227		403
Imprese collegate	47	1.887	78	2.012	65	1.220	78	1.363
Imprese consolidate	4.800	4.250	85	9.135	4.800	5.287	85	10.172
Altri	28	250		278	8	230		238
	5.102	**7.071**	**163**	**12.336**	**5.009**	**7.004**	**163**	**12.176**

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 1.688 milioni di euro (2.845 milioni di euro al 31 dicembre 2000) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e di linee di credito per 1.495 milioni di euro, di cui 983 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (931 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (ii) contratti autonomi e altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di cessioni e acquisti di partecipazioni per 51 milioni di euro (422 milioni di euro al 31 dicembre 2000) e all'Amministrazione finanziaria a fronte del rimborso di crediti Iva per 60 milioni di euro (209 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 68 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2000). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2001 a fronte delle suddette garanzie è di 998 milioni di euro (1.657 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

La diminuzione di 1.157 milioni di euro si riferisce principalmente all'estinzione della garanzia rilasciata dalla Snam SpA a favore del General Contractor del progetto Blue Stream a copertura di eventuali impedimenti che potevano compromettere l'esecuzione del progetto (623 milioni di euro) e alle riclassifiche nelle garanzie prestate nell'interesse di imprese consolidate e negli altri conti d'ordine a seguito dell'inserimento nell'area di consolidamento della Singea SpA (in liquidazione) e alla incorporazione dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) nell'EniChem SpA (586 milioni di euro).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.087 milioni di euro (9.050 milioni di euro al 31 dicembre 2000) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.800 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2000) rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di: partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.450 milioni di euro (1.526 milioni di euro al 31 dicembre 2000); rischi assicurativi per 1.248 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (1.076 milioni di euro al 31 dicembre 2000); adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 1.375 milioni di euro (674 milioni di euro al 31 dicembre 2000); rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 764 milioni di euro (493 milioni di euro al 31 dicembre 2000). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 8.613 milioni di euro (8.145 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Le *garanzie reali* di 163 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2000) sono relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo è di 107 milioni di euro (134 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

14) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Impegni:		
- contratti derivati	8.182	8.148
- acquisto di beni	3.259	213
- vendita di beni	153	83
- altri	642	508
Rischi	585	905
	12.821	**9.857**

Gli *impegni per contratti derivati* di 8.148 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2000 e 2001 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono pertanto compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni, e i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati non solo per l'ammontare acquistato ma anche per quello venduto; il valore dei contratti a termine su valute è espresso al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. Per questi motivi i valori riportati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni*, rispettivamente di 213 e 83 milioni di euro, riguardano titoli destinati alla negoziazione e beni d'investimento. In particolare, gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 150 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2000) all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori. La diminuzione degli impegni di acquisto di beni d'investimento per 3.046 milioni di euro si riferisce essenzialmente all'assolvimento dell'impegno relativo all'acquisto delle azioni Lasmo Plc (3.103 milioni di euro).

Gli *altri impegni* di 508 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri per le attività produttive delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico per 272 milioni di euro (387 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (ii) gli impegni, anche per conto del partner Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 222 milioni di euro (232 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

I *rischi* di 905 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a: (i) indennizzi relativi ad impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 508 milioni di euro (175 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (ii) rischi per danni di natura ambientale di 136 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (iii) rischi di custodia di beni di terzi per 159 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2000); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 48 milioni di euro (46 milioni di euro al 31 dicembre 2000). Tra i contenziosi ambientali si evidenzia l'azione intrapresa dal Ministero dell'ambiente nel 1992 contro l'EniChem SpA (135 milioni di euro). Il relativo commento è indicato successivamente al punto "Contenziosi".

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è concentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

Il Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio di cambio e di tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, ecc.). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2000	**Valore nominale al 31.12.2001**
Interest rate swap (IRS)	3.163	3.208
Forward rate agreement (FRA)	476	168
Interest rate collar	121	134
	3.760	**3.510**

Gli *interest rate swap (IRS)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati.

La tabella che segue riporta i tipi di interest rate swap in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

	31.12.2000	31.12.2001
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	426	1.202
- tasso medio ponderato acquistato	6,45%	6,99%
- tasso medio ponderato venduto	4,79%	3,50%
- scadenza media ponderata (anni)	4,51	3,33
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.223	813
- tasso medio ponderato acquistato	5,10%	4,17%
- tasso medio ponderato venduto	5,03%	4,21%
- scadenza media ponderata (anni)	4,02	4,13
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.514	1.193
- tasso medio ponderato venduto	5,22%	4,84%
- tasso medio ponderato acquistato	5,14%	3,31%
- scadenza media ponderata (anni)	2,24	2,37

I *forward rate agreement (FRA)* sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve e a lungo termine. Essi sono regolati in contanti a una data prestabilita in base al differenziale tra i tassi di interesse concordati applicati a un importo nominale. I contratti in essere alla fine dell'esercizio sono relativi ad acquisti e a vendite di tasso fisso, rispettivamente per 5 e 163 milioni di euro (50 e 426 milioni di euro al 31 dicembre 2000); questi contratti hanno scadenza inferiore all'anno e i relativi utili e perdite stimati al 31 dicembre 2001 non sono significativi.

Gli *interest rate collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'interest rate collar è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi. I contratti in essere al 31 dicembre 2001 hanno scadenze non superiori a cinque anni.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2000	Valore nominale al 31.12.2001
Contratti su cambi a termine	4.563	5.172
Opzioni	622	538
	5.185	**5.710**

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta estera. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato sia per l'ammontare acquistato sia per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore a un anno.

L'Eni utilizza inoltre le *opzioni* su valute per la copertura di transazioni in valuta estera. Le opzioni su valute trattate in mercati over-the-counter, dietro corresponsione di un premio, attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito, in media due anni.

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.2000		Valore nominale al 31.12.2001	
	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.110	1.946	1.429	2.490
Lira sterlina	116	838	776	177
Franco svizzero	269	275	4	434
Corona norvegese	91	228	29	96
Euro	98	28	73	2
Yen giapponese	32	32	124	27
Altre valute	4	118	4	46
	1.720	**3.465**	**2.449**	**3.261**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dal settore Raffinazione e Marketing e riguardano future su greggi e prodotti petroliferi nonché swap stipulati in mercati over-the-counter. Tali contratti sono stipulati per gestire le variazioni dei prezzi delle commodities petrolifere al fine di correlare, per quanto possibile, i costi ai ricavi conseguibili sul mercato. I future comportano un modesto rischio di credito perché trattati in mercati regolamentati. Gli swap non richiedono la corresponsione di margini e sono soggetti alla solvibilità delle controparti, di norma importanti istituzioni finanziarie. Al 31 dicembre 2000 e 2001 risultavano aperti contratti derivati su merci di importo complessivamente non significativo.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività.

Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata da EniChem SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di una parte dei pagamenti effettuati a favore di quest'ultima, pari a 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza della intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno a loro volta agito contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Nel gennaio 2000 è stata depositata la consulenza tecnica chiesta da Agrifactoring da cui risulta che il credito di Agrifactoring verso Federconsorzi, sulla base della cui consistenza Agrifactoring ha avanzato la pretesa di 182 milioni di euro, ammonta a circa 40 milioni di euro. L'azione giudiziaria contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, è ancora in corso.

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA. Il procedimento arbitrale è attualmente nella fase di precisazione delle conclusioni. Le società convenute hanno proposto domande riconvenzionali. Sulla sola parte del contenzioso relativa alle partite contabili dell'Enimont è stato raggiunto e perfezionato nel dicembre 2000 un accordo transattivo in forza del quale la Montedison ha riconosciuto all'EniChem la somma di 41 milioni di euro versata il 22 dicembre 2000. L'arbitrato prosegue per le questioni relative alle contestazioni ambientali.

Accertamenti fiscali

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Queste contestazioni sono tutte state giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso le prime due, relative agli anni 1989 e 1990, sono stati respinti dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con due sentenze divenute entrambe definitive a seguito dell'acquiescenza dell'Amministrazione finanziaria. La terza contestazione, relativa al 1991, è stata respinta dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con sentenza relativamente alla quale pende tuttora il termine di impugnazione davanti alla Corte di Cassazione. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la quarta sentenza, relativa all'anno 1992, attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Tributaria Regionale di Milano. Nel dicembre 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994, con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto il ricorso dell'Eni SpA anche avverso tale contestazione con sentenza del 7 maggio 2001 relativamente alla quale pende il termine di impugnazione davanti alla Commissione Tributaria Regionale di Milano.

Nell'agosto 2000 il Ministero delle finanze kazaco ha contestato all'Agip Karachaganak BV un maggior imponibile di 58 milioni di euro sulle dichiarazioni fiscali relative agli anni 1998 e 1999. L'ammontare contestato si riferisce all'indeducibilità dei costi generali riconosciuti dall'ente concedente a titolo di cost-recovery e al diverso criterio di deducibilità di alcuni altri costi. Nel corso del primo semestre 2001 è stato firmato un protocollo con le autorità fiscali che riduce l'ammontare in contestazione a 14 milioni di euro. Sono comunque in corso avverso tale contestazione le azioni legali previste dalla legislazione locale.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. A questo proposito è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta in oggetto. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e revocare il decreto dirigenziale, ha adottato le necessarie azioni che si sono concretizzate con una sentenza del Consiglio di Stato, notificata il 18 marzo 2002, con la quale ha dichiarato che non sussiste nella fattispecie la giurisdizione del giudice amministrativo. Pertanto, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per richiedere l'accisa, la Snam impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che non è più dovuta dal 1° gennaio 2002 l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data.

Ambiente

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha intrapreso un'azione contro l'EniChem SpA e altri soggetti per recuperare un importo tra 135 e 870 milioni di euro per i danni relativi allo scarico di effluenti dall'impianto di Mantova posseduto da una società già controllata dalla Montedison SpA conferita all'Enimont SpA nell'ambito della sua costituzione. Nel settembre 1999, in occasione della precisazione delle conclusioni, l'Avvocatura di Stato ha chiesto al Tribunale di Brescia la condanna in solido di tutti i soggetti al risarcimento che risulterà in corso di causa e comunque non inferiore a 135 milioni di euro.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia sono state imputate 28 persone, di cui 12 tra attuali o precedenti amministratori e dirigenti dell'Eni[1], in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Si tratta di situazioni di danno che hanno avuto origine in epoche lontane in cui gli impianti erano gestiti da società non controllate dall'Eni. Rispetto infatti ai 25 anni presi in considerazione dall'accusa (1971-1995) EniChem ha gestito gli impianti CVM - PVC dal 1987 al 1993 mentre i terreni e gli altri impianti del Petrolchimico sono stati gestiti da EniChem solamente dal 1990. La citazione dell'Eni SpA come responsabile civile per i reati ambientali e per i reati connessi alle lesioni e alle morti di soggetti che hanno lavorato presso l'impianto petrolchimico di Porto Marghera si fonda non già sulla ipotesi di una partecipazione ad attività di gestione dell'impresa, bensì sulla sua posizione di azionista di società che tali attività hanno svolto. Inoltre nel capo di imputazione risultano le posizioni di 3 imputati che, per limitati periodi di tempo (alcuni mesi per due di essi e circa due anni per il terzo), hanno rivestito cariche sia in Eni SpA che in altre società direttamente interessate alla gestione dell'impianto.

(1) Con "Eni" nella rappresentazione di questo procedimento si intende l'Eni SpA, l'EniChem SpA e le società controllate dall'EniChem SpA.

L'accusa pubblica (Stato, Regione Veneto, Provincia di Venezia e tre Comuni) e l'accusa privata (69 persone offese e altri Enti) nelle udienze di fine giugno 2001 hanno formulato al Tribunale le loro richieste di risarcimento del danno nei confronti di tutti i 28 imputati e delle rispettive società responsabili civili (Montedison SpA, Montefibre SpA, EniChem SpA ed Eni SpA). Nessuna delle parti civili ha precisato quali danni siano effettivamente derivati dai reati eventualmente commessi dagli imputati; esse hanno rimesso alla decisione del Tribunale la ripartizione in capo agli imputati, e quindi ai rispettivi responsabili civili, dei danni complessivamente richiesti a titolo di risarcimento. Le richieste delle parti civili, formulate in via principale e anche in via subordinata (provvisionale) per il caso che il Tribunale non ritenga che le prove acquisite consentano la liquidazione dell'intero danno, di cui per quello ambientale è chiesta in via principale la liquidazione equitativa, sono state, in via principale, complessivamente di 511 milioni di euro oltre la liquidazione equitativa del danno ambientale e, a titolo di provvisionale, complessivamente di 2.035 milioni di euro. Per la determinazione del danno in via equitativa l'Avvocatura dello Stato ha quantificato il ripristino ambientale in 36.952 milioni di euro e il profitto illecitamente conseguito dai trasgressori in 5.970 milioni di euro. Le domande di risarcimento sono state rivolte in solido a tutti gli imputati e responsabili civili. Per il solo danno ambientale rivendicato dallo Stato – senza condanna in solido – l'Avvocatura dello Stato ha chiesto al Tribunale di condannare ripartendo l'ammontare del risarcimento su ciascun imputato (e rispettiva società responsabile civile) nei limiti della quota di responsabilità individuale di ciascuno, accertata dal Tribunale stesso. In data 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha pronunciato sentenza di assoluzione con formula piena per tutti gli imputati. Dalla data di deposito della motivazione della sentenza, decorreranno i termini per il ricorso in appello.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile. Fra gli indagati ci sono 20 ex dipendenti o ex amministratori di società dell'EniChem SpA che nel periodo dal 1983 al 1993 hanno gestito questi impianti. Il procedimento è nella fase delle indagini preliminari e intende accertare eventuali responsabilità in relazione a patologie riscontrate tra i lavoratori addetti ai citati impianti. È stata chiesta una proroga delle indagini.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine nei confronti di AgipPetroli SpA in relazione alle emissioni, non consentite dalla legge (art. 674 c.p.) provocate dai diversi impianti della raffineria, che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di alcuni cittadini di Gela, nonché per non avere indicato tali emissioni in violazione al D.P.R. 203 dell'88. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione diretta a giudizio di ex direttori della raffineria per fatti avvenuti dal 1997 a oggi. In vista dell'udienza, è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile del Comune di Gela, della Provincia di Caltanissetta e di altri, con richiesta di risarcimento danni per gli imputati e per l'AgipPetroli quale responsabile civile per complessivi 878 milioni di euro.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento, ha irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro e ha chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione di fronte al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il TAR, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE in corso di recepimento, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del TAR. È pendente avanti al TAR il giudizio di merito sulla questione.

Con delibera notificata alla Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) in data 30 ottobre 2001, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, su segnalazione della società Blugas SpA in relazione al parziale accoglimento della propria richiesta di accesso al sistema nazionale di gasdotti nel periodo 1° maggio-30 settembre 2001, ha avviato un'istruttoria nei confronti di Snam e Snam Rete Gas SpA per valutare eventuali abusi di posizione dominate in relazione all'assegnazione della capacità di trasporto ai punti di importazione e, in particolare, al Passo Gries. La società ritiene che l'accettazione parziale della capacità di accesso richiesto da Blugas al Passo Gries nel periodo 1° maggio-30 settembre 2001 (fu possibile procedere all'assegnazione a Blugas capacità di ingresso per 100.000 metri cubi/giorno rispetto ai 150.000 metri cubi/giorno chiesti dalla stessa) sia la conseguenza di una temporanea riduzione della complessiva capacità di ingresso al sistema di trasporto nazionale disponibile, stante lavori di potenziamento in corso. La società ritiene di aver proceduto ad applicare correttamente un sistema di attribuzione pro-rata della capacità disponibile ai soggetti richiedenti.

In data 28 agosto 2000 l'Enirisorse SpA (in liquidazione) (ora Singea SpA (in liquidazione)) ha stipulato con Zincocalabra SpA il contratto di vendita dell'intero pacchetto azionario della Pertusola Sud (ora incorporata nella Singea SpA (in liquidazione)). Il contratto è stato notificato alla Commissione UE nell'ambito della procedura di monitoraggio della liquidazione delle attività del settore della metallurgia non ferrosa della Singea di cui alla decisione 98/212/CE del 16 aprile 1997. Con lettera del 26 settembre 2000 la Commissione ha chiesto al Governo italiano informazioni in merito per valutare la compatibilità del contratto con la propria decisione. Il 13 febbraio 2001 la Commissione ha comunicato al Governo italiano di aver avviato la procedura di cui all'art. 88, paragrafo 2 del Trattato CE in relazione ad ipotizzato aiuto in favore di Pertusola Sud. La procedura si iscrive nell'ambito dell'esecuzione della decisione del 1997 sopra indicata. I motivi sono: (i) l'aiuto approvato in base alla decisione del 1997 in favore di Pertusola Sud potrebbe essere stato attuato in modo abusivo; (ii) i finanziamenti concessi da Singea a Pertusola Sud per mantenere solvibile la società, sebbene in liquidazione, costituiscono o meno aiuti di Stato e, se del caso, siano incompatibili con il mercato comune; (iii) i mezzi finanziari che Singea dovrebbe fornire a Pertusola Sud a fronte di costi ambientali costituiscono o meno aiuto di Stato e, se del caso, siano incompatibili con il mercato comune. Il 4 aprile 2001 il Governo italiano ha presentato le proprie osservazioni alla Commissione comunicando che la Zincocalabra SpA "non è più interessata a coltivare un progetto d'investimento i cui tempi di realizzazione risultano oggi prolungati a causa della decisione di apertura della presente procedura". Nel mese di maggio 2001 la Commissione ha aperto la procedura nei confronti del Governo italiano che il 25 luglio ha trasmesso a Enirisorse le osservazioni pervenute alla Comunità per consentire eventuali repliche. Nel mese di ottobre 2001 il Governo italiano ha presentato le proprie osservazioni alla Commissione. La decisione della Commissione potrebbe essere assunta entro il primo semestre 2002. Nell'ipotesi in cui la decisione finale fosse sfavorevole, Pertusola Sud dovrà restituire le somme ritenute aiuti di Stato incompatibili ai soggetti indicati dalla stessa Unione Europea. La decisione è soggetta agli ordinari mezzi comunitari di impugnazione.

Con provvedimento notificato il 5 giugno 2001 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato una istruttoria nei confronti delle società AgipPetroli, Atriplex e altre, per presunte intese restrittive della concorrenza, nell'ambito delle gare indette dalle Aziende di trasporto pubblico nelle aree metropolitane di Napoli, Torino e Milano per l'approvvigionamento di gasolio per autotrazione negli anni 1996-2000. Il procedimento tende, inoltre, ad accertare se le presunte intese di cui sopra possano essere la manifestazione di un più ampio coordinamento anticoncorrenziale tra le imprese, volto alla ripartizione delle suddette forniture di gasolio. Il procedimento dovrà concludersi entro l'11 ottobre 2002.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Per coprire la domanda di gas naturale del mercato italiano nel medio e lungo periodo l'Eni ha stipulato contratti di acquisto a lungo termine che hanno una durata residua media di circa 20 anni. I contratti attualmente in essere, che contengono clausole di "take or pay", assicurano complessivamente circa 1.120 miliardi di metri cubi di gas naturale. I prezzi di questi contratti sono periodicamente rivisti in base all'andamento di quelli di alcuni prodotti petroliferi. A seguito di questi contratti, l'Eni ha stipulato con terzi contratti di trasporto a lungo termine di gas naturale dal punto di consegna del fornitore estero fino al territorio nazionale; questi contratti contengono generalmente clausole di "ship or pay". L'Eni dispone inoltre, in proprio, di diritti di trasporto su altri gasdotti esteri che consentono, insieme ai contratti stipulati con terzi, il trasporto in Italia dei volumi di gas approvvigionati. Gli approvvigionamenti e il trasporto di gas naturale finora non hanno mai comportato l'applicazione di clausole di "take or pay" o "ship or pay". Il 20 giugno 2000 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 per il recepimento della Direttiva Gas in attuazione della legge di delega. Il decreto, rispetto alla direttiva UE, da un lato anticipa il conseguimento di obiettivi, come la totale contendibilità sul versante della domanda, e dall'altro introduce limiti alla quota di mercato degli operatori e impone la separazione societaria di alcune attività. Vengono invece confermate le disposizioni della Direttiva in materia di salvaguardia dei contratti "take or pay" e della reciprocità. L'Eni, al fine di rientrare entro i propri limiti di immissione nel sistema gas italiano e con l'obiettivo di non incorrere in vincoli di "take or pay", ha commercializzato all'estero le disponibilità di gas previste eccedenti, stipulando contratti pluriennali con operatori che destineranno il gas al mercato italiano.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazioni in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di

inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/99; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15) Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 26. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Esplorazione e Produzione	1.852	3.786	6.722
Gas Naturale	9.505	13.436	15.014
Generazione Elettrica		308	418
Raffinazione e Marketing	28.956	39.723	36.440
Petrolchimica	3.780	5.448	4.291
Ingegneria e Servizi	2.011	2.791	2.515
Altre attività	157	180	181
Attività in corso di dismissione	83		
	46.344	**65.672**	**65.578**

Aree geografiche di destinazione

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Italia	31.987	40.936	40.246
Resto dell'Unione Europea	5.898	8.998	11.343
Resto dell'Europa	2.065	3.282	3.617
Americhe	2.747	6.467	5.314
Africa	2.074	2.953	2.814
Asia	1.559	3.013	1.624
Altre aree	14	23	21
	46.344	**65.672**	**65.578**

La flessione dei ricavi verso l'Asia (1.389 milioni di euro) è dovuta principalmente alla circostanza che nell'esercizio 2000 l'AgipPetroli ha commercializzato il greggio di produzione cinese del Consorzio CACT (1.250 milioni di euro) in applicazione dell'accordo stipulato tra le compagnie partecipanti allo sfruttamento del giacimento, tra cui l'Agip China BV. In base a questo accordo la commercializzazione del greggio è annualmente affidata a una delle compagnie.

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato riportato alla nota n. 26, sono così determinati:

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	46.344	65.672	65.578
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	702	(1.054)	68
a dedurre:			
- accise	(13.911)	(13.126)	(13.068)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.086)	(1.996)	(1.678)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(624)	(867)	(1.193)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA	(417)	(691)	(806)
	31.008	**47.938**	**48.925**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	85	174	98
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	59	77	98
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	128	125	93
Risarcimento danni	121	119	82
Locazioni e affitti di azienda	86	79	81
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante	22	13	41
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	36	36	35
Contributi in conto esercizio	26	14	23
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	26	11	20
Rivalutazione delle immobilizzazioni materiali precedentemente svalutate	113	19	1
Altri proventi	283	278	400
Totale come da schema di conto economico legale	**985**	**945**	**972**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(33)	(40)	(51)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**952**	**905**	**921**

16) Costi della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci dei "Costi della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 26. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	14.692	26.888	25.384
Costi per servizi	6.035	6.513	7.507
Costi per godimento di beni di terzi	941	1.203	1.242
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	41	66	82
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(106)	(291)	21
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(138)	(219)	190
Accantonamenti per rischi	188	482	114
Altri accantonamenti	469	405	334
Oneri diversi di gestione	14.479	13.691	13.840
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**36.601**	**48.738**	**49.314**
a dedurre:			
- accise	(13.911)	(13.126)	(13.068)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.086)	(1.996)	(1.678)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(624)	(867)	(1.196)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA	(417)	(691)	(906)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(563)	(616)	(745)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**20.000**	**31.442**	**31.828**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 19, 9 e 8 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 331, 552 e 517 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per penalità contrattuali per 10, 7 e 34 milioni di euro e accantonamenti per rischi e oneri ambientali per 98, 163 e 6 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 206, 136 e 103 milioni di euro, al fondo smantellamento e ripristino siti per 181, 165 e 125 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 35, 42 e 16 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001, nonché accantonamenti al fondo spese per l'introduzione dell'euro di 15, 13 e 13 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.933, 13.128 e 13.063 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (65, 29 e 82 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001).

Costi per il personale

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Salari e stipendi	2.134	2.175	2.221
Oneri sociali	621	627	692
Trattamento di fine rapporto	121	117	114
Trattamento di quiescenza e simili	16	11	12
Altri costi	73	57	83
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**2.965**	**2.987**	**3.082**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(33)	(40)	(51)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(150)	(161)	(180)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**2.782**	**2.786**	**2.851**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	771	1.122	1.300
- immobilizzazioni materiali	2.825	2.678	3.380
	3.596	**3.800**	**4.680**
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni materiali	106	55	100
Totale come da schema di conto economico legale	**3.702**	**3.855**	**4.780**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(12)	(9)
Totale come da conto economico riclassificato	**3.698**	**3.843**	**4.771**

L'aumento degli ammortamenti di 880 milioni di euro è dovuto principalmente all'incremento nel settore Esplorazione e Produzione (796 milioni di euro, di cui 811 relativi all'inserimento nell'area di consolidamento della Lasmo Plc).

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 1,646, 1,939 e 2,619 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,355, 0,407 e 0,414 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1999, 2000 e 2001.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

17) Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Proventi da partecipazioni			
Plusvalenze da cessioni	17	19	76
Dividendi	63	44	40
Altri	2	1	1
	82	**64**	**117**
Rivalutazioni di partecipazioni	108	147	158
	190	**211**	**275**

Le *plusvalenze da cessioni* di 76 milioni di euro, riguardano essenzialmente le cessioni delle partecipazioni Saras SpA-Raffinerie Sarde (38 milioni di euro) e Nuovo Pignone Holding SpA (36 milioni di euro) (v. nota n. 3).

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo. Le rivalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo.

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	987	1.848	1.990
Proventi su contratti derivati finanziari	62	96	110
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	97	112	106
Interessi su crediti verso banche	30	86	101
Proventi su titoli	197	116	96
Interessi su crediti di imposta	41	33	84
Altri proventi finanziari	109	165	186
	1.523	**2.456**	**2.181**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni		9	3
	1.523	**2.465**	**2.184**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	1.014	1.683	1.568
Interessi e altri oneri verso banche	267	379	332
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	30	54	216
Oneri su contratti derivati finanziari	106	132	123
Oneri su partecipazioni	8	9	5
Altri interessi e oneri finanziari	143	219	245
	1.568	**2.476**	**2.489**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	93	169	486
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	10	7	8
	103	**176**	**494**
	1.671	**2.652**	**2.983**

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo. L'onere dell'esercizio 2001 riguarda essenzialmente le partecipazioni: Galp Energia SGPS SA (144 milioni di euro), Polimeri Europa Srl (209 milioni di euro), la Blu SpA (57 milioni di euro) e Albacom SpA (42 milioni di euro).

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre	1	4	6
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	41	50	35
- impianti e macchinario	12	19	8
- attrezzature industriali e commerciali	3		
	57	**73**	**49**

18) Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	77	86	3.473
Altri proventi straordinari	26	146	173
	103	**232**	**3.646**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(330)	(182)	(885)
- svalutazioni e minusvalenze	(169)	(34)	(607)
- incentivazione esodi	(110)	(202)	(237)
	(609)	**(418)**	**(1.729)**
Altri oneri straordinari	(22)	(326)	(80)
	(631)	**(744)**	**(1.809)**
	(528)	**(512)**	**1.837**

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 3.473 milioni di euro riguardano principalmente: (i) il collocamento sul mercato del 40,24% delle azioni Snam Rete Gas SpA (2.453 milioni di euro); (ii) la cessione della partecipazione nell'Immobiliare Metanopoli SpA (348 milioni di euro) e di altri beni immobili (406 milioni di euro) nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare; (iii) la cessione del business Poliuretani da parte del settore Petrolchimica (211 milioni di euro).

Gli *altri proventi straordinari* di 173 milioni di euro riguardano in particolare l'utilizzo per esuberanza del fondo rischi di 112 milioni di euro conseguente all'annullamento da parte del Consiglio di Stato, con sentenza 359/2001, della sanzione pecuniaria inflitta all'AgipPetroli dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere.

Gli *stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 885 milioni di euro riguardano principalmente le dismissioni e ristrutturazioni del settore Petrolchimica (616 milioni di euro) e gli oneri per ripristini ambientali nei settori della Petrolchimica (91 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (77 milioni di euro) e Gas Naturale (44 milioni di euro).

Le *svalutazioni e minusvalenze* di 607 milioni di euro riguardano in particolare le svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali effettuate nel settore Petrolchimica (574 milioni di euro).

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 237 milioni di euro riguardano in particolare i settori Esplorazione e Produzione (101 milioni di euro), Gas Naturale (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (42 milioni di euro) e Petrolchimica (39 milioni di euro).

19) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.288	3.584	1.003
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	528	1.944	2.028
- altre imprese estere	40	40	175
	1.856	**5.568**	**3.296**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(2)	(2)	(1)
	1.854	**5.566**	**3.295**
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	113	(1.478)	152
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	99	247	93
- altre imprese estere	(12)		(10)
	200	**(1.231)**	**235**
	2.054	**4.335**	**3.530**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 796 milioni di euro, l'Irap per 260 milioni di euro e imposte estere per 37 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 30% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 40,9%, che risulta applicando l'aliquota del 36% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è la seguente:

(%)

	1999	2000	2001
Aliquota teorica:	**44,2**	**42,7**	**40,9**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- differenze permanenti	0,3	0,5	(7,6)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000		(4,9)	(4,6)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(0,1)	(0,3)	(2,3)
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(1,5)		
- imposte sulle riserve distribuibili	0,4	0,3	
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(3,0)	2,5	5,0
- altre motivazioni	0,4	1,1	(1,4)
	(3,5)	**(0,8)**	**(10,9)**
	40,7	**41,9**	**30,0**

Le differenze permanenti riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (7,2%).

20) Utile per azione

L'utile per azione relativo agli esercizi 1999 e 2000 è stato ricalcolato a seguito della ridenominazione del capitale sociale da lire italiane a euro.

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2000 e 2001 sono portati in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 1999 e 2000. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 4.001.259.476, di 3.994.466.024 e di 3.910.243.750 rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere a fronte dei piani di stock grant e stock option produrranno sull'utile per azione dell'Eni non è significativo. Allo stato attuale rilevano a questo fine soltanto le azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito, tenuto conto che per le azioni offerte in opzione non si sono ancora verificate le condizioni necessarie per l'esercizio del diritto di sottoscrizione.

21) Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 26.

I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

(milioni di €)

	Esplorazione e Produzione	Gas Naturale	Generazione Elettrica (a)	Raffinazione e Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Servizi	Altre attività (b)	Attività in corso di dismissione	Totale
1999									
Ricavi netti della gestione caratteristica (c)	6.840	9.900		14.415	4.096	2.988	555	83	
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.612)	(368)		(873)	(319)	(299)	(398)		
Ricavi da terzi	1.228	9.532		13.542	3.777	2.689	157	83	31.008
Risultato operativo	2.834	2.580		478	(362)	149	(199)		5.480
Attività direttamente attribuibili (d)	11.889	10.951		7.864	3.431	2.629	716		37.480
Attività non direttamente attribuibili									8.717
Passività direttamente attribuibili (e)	3.570	2.507		3.718	1.191	1.661	921		13.568
Passività non direttamente attribuibili									12.880
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.268	906		524	289	425	55	16	5.483
Ammortamenti e svalutazioni	(1.656)	(1.071)		(501)	(333)	(111)	(26)		(3.698)
2000									
Ricavi netti della gestione caratteristica (c)	12.308	13.935	492	25.462	6.018	2.146	608		
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.384)	(529)	(184)	(1.549)	(570)	(384)	(431)		
Ricavi da terzi	2.924	13.406	308	23.913	5.448	1.762	177		47.938
Risultato operativo	6.603	3.150	28	986	4	144	(143)		10.772
Attività direttamente attribuibili (d)	15.170	12.567	360	8.257	3.559	2.890	867		43.670
Attività non direttamente attribuibili									12.693
Passività direttamente attribuibili (e)	4.408	2.913	41	4.048	1.223	1.854	1.018		15.505
Passività non direttamente attribuibili									16.785
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.539	780	14	533	265	245	55		5.431
Ammortamenti e svalutazioni	(2.364)	(459)	(20)	(547)	(274)	(148)	(31)		(3.843)
2001									
Ricavi netti della gestione caratteristica (c)	13.960	16.495	603	22.083	4.761	3.114	695		
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.430)	(480)	(188)	(1.202)	(471)	(909)	(506)		
Ricavi da terzi	5.530	16.015	415	20.881	4.290	2.605	189		48.925
Risultato operativo	6.964	3.606	66	986	(332)	255	(168)		10.376
Attività direttamente attribuibili (d)	24.261	12.326	634	7.420	2.488	3.136	789		50.954
Attività non direttamente attribuibili									11.782
Passività direttamente attribuibili (e)	5.998	2.371	66	3.348	1.312	1.927	1.145		15.864
Passività non direttamente attribuibili									12.683
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.276	902	263	490	361	304	75		6.671
Ammortamenti e svalutazioni	(3.251)	(488)	(15)	(517)	(281)	(203)	(46)		(4.771)

(a) Le informazioni riguardanti l'attività Generazione Elettrica relative all'esercizio 1999 sono comprese negli altri settori di attività.

(b) Le "Altre attività" comprendono i valori dell'Eni-Corporate, non significativi.

(c) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(d) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(e) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di €)

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
1999								
Attività direttamente attribuibili (a)	22.159	3.616	1.993	6.165	2.316	1.226	5	37.480
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.238	320	390	1.159	1.095	280	1	5.483
2000								
Attività direttamente attribuibili (a)	24.554	4.851	2.177	6.651	3.859	1.570	8	43.670
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.206	439	283	1.186	753	562	2	5.431
2001								
Attività direttamente attribuibili (a)	23.513	11.356	2.721	7.523	3.649	2.181	11	50.954
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.407	1.315	343	1.286	954	788	25	6.577

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Italia	18.813	27.184	27.244
Resto dell'Unione Europea	3.926	6.944	8.972
Resto dell'Europa	1.816	2.711	3.336
Africa	1.496	2.083	2.087
Americhe	3.148	6.034	5.935
Asia	1.795	2.959	1.530
Altre aree	14	23	21
	31.008	**47.938**	**48.925**

Le esportazioni dall'Italia dirette a clienti e a imprese consolidate estere sono state di 4.605, 5.979 e 5.591 milioni di euro rispettivamente per il 1999, 2000 e 2001.

22) Attività in dismissione

In esecuzione del contratto preliminare di vendita stipulato nel mese di gennaio 2001 tra società dell'Eni e società del fondo Whitehall di Goldman Sachs, nel corso dell'esercizio 2001 sono state perfezionate gran parte delle cessioni convenute. Le vendite hanno riguardato il 90,16% della partecipazione azionaria nella Immobiliare Metanopoli e beni immobili per un corrispettivo complessivo di 1.142 milioni di euro. Sono stati inoltre definiti con altri acquirenti contratti e impegni di vendita per circa 166 milioni di euro e sono state avviate ulteriori cessioni per 66 milioni di euro. Allo stato attuale è anche previsto di avviare procedimenti di vendita stimabili in 158 milioni di euro. Il valore di iscrizione in bilancio dei beni la cui cessione è stata già perfezionata o definita è di circa 600 milioni di euro e la prevista plusvalenza da cessione è di circa 800 milioni di euro, al lordo del relativo effetto fiscale.

In data 1° gennaio 2002 EniChem SpA ha conferito a Polimeri Europa Srl il ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche", costituito da attività relative ai business "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici e elastomeri". Ulteriori informazioni sull'operazione sono riportati nella "Relazione sulla gestione - Commento sull'andamento operativo" del settore Petrolchimica.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono principalmente trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti, al 31 dicembre 2000 e 2001 esigibili oltre l'esercizio successivo, con esclusione dei crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana, non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto (2,5% per semestre intero) risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo non è indicato in quanto pressoché equivalente al relativo valore contabile.
- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 2000 e 2001 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate.

(milioni di €)

	31.12.2000		31.12.2001	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Titoli e partecipazioni non immobilizzate	1.926	1.961	1.709	1.736
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve (a)	5.702	5.591	7.317	7.641

(a) Il valore contabile è incrementato del valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti iscritti alla alla voce "Ratei e risconti" del passivo patrimoniale e decrementato degli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale.

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi a attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

(milioni di €)

	31.12.2000		31.12.2001	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	12	38	9	9
- passività	(40)	(11)	(27)	(33)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	225	79	208	63
- passività	(113)	(57)	(87)	(56)

24) 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 i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2001				2001			
					Costi		Ricavi	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate								
Blue Stream Pipeline Company BV	146	84						471
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	15	27				632	1	
Promgas SpA	21	21			267		302	
Petrobel Belayim Petroleum Co	21	116				236		
Raffineria di Milazzo ScpA	7	6				151	57	
Superoctanos CA	9	7			191	1		1
Agip Oil Company Ltd	16	47				130		
Trans Austria Gasleitung GmbH	89	118				34		
Serfactoring SpA	1	143						
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	8						92	
Bernhard Rcsa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	7						86	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	17						66	
Inca International SpA	6						53	9
Saccne Rete Srl	4					2	53	
Supermetanol CA		2			50			1
Transitgas AG	2	17				25		
Altre (*)	134	23	31		63	166	154	29
	503	**616**	**31**		**571**	**1.417**	**865**	**511**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Polimeri Europa Srl	47	13			185	1	677	92
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		10				142		
Hotel Assets Ltd			51					
Altre (*)	77	138	111		9	44	59	4
	124	**167**	**162**		**194**	**187**	**736**	**96**
	627	**783**	**193**		**765**	**1.604**	**1.601**	**607**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	70	9			20	23	1.512	226
	697	**792**	**193**		**785**	**1.627**	**3.113**	**833**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2001			2001	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Company BV		49	963	1	21
Transitgas AG	608				19
Trans Austria Gasleitung GmbH	469				3
Superoctanos CA	3		131		
Supermetanol CA	16		134		1
Serfactoring SpA	27	21			1
Raffineria di Milazzo ScpA	23		66		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH					1
Altre (*)	56	80	19	7	2
	1.250	**150**	**1.332**	**8**	**48**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	429		113		32
Polimeri Europa Srl	306		120		17
Altre (*)	59	52	8	4	2
	794	**52**	**241**	**4**	**51**
	2.044	**202**	**1.573**	**12**	**99**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e finanziari con la Blue Stream Pipeline Company BV riguardano la realizzazione del gasdotto che collegherà la Federazione Russa alla Turchia nonché depositi di disponibilità presso le imprese finanziarie di Gruppo. I rapporti con la Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e con la Raffineria di Milazzo ScpA sono relativi a prestazioni per la raffinazione di petrolio, nonché, limitatamente alla Raffineria di Milazzo ScpA, anche alla vendita di prodotti petroliferi e alla concessione di garanzie a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con la Promgas SpA riguardano la compravendita di gas naturale. I rapporti con la Petrobel Belayim Petroleum Co e con l'Agip Oil Company Ltd riguardano servizi di esplorazione e produzione mineraria. I rapporti con la Superoctanos CA e la Supermetanol CA riguardano l'acquisto di additivi per le benzine nonché la concessione di finanziamenti e di garanzie relative ad affidamenti bancari. I rapporti con la Trans Austria Gasleitung GmbH riguardano il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia nonché prestazioni di trasporto del gas naturale. I rapporti con la Serfactoring SpA sono relativi a operazioni di fattorizzazione e alla concessione di finanziamenti nonché depositi di disponibilità presso le imprese finanziarie di Gruppo. I rapporti con la Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg, la Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH e Saccne Rete Srl riguardano la vendita di prodotti petroliferi. I rapporti con il Gruppo Distribuzione Petroli Srl riguardano la vendita di prodotti petroliferi per la distribuzione extrarete. I rapporti con l'Inca International SpA riguardano la vendita di prodotti della petrolchimica. I rapporti con la Transitgas AG riguardano il finanziamento del raddoppio del tratto svizzero del gasdotto Paesi Bassi-Italia nonché prestazioni di trasporto del gas naturale.

I rapporti con la Transmediterranean Pipeline Co Ltd sono relativi a finanziamenti e garanzie per la concessione di prestiti bancari finalizzati alla realizzazione della rete di trasporto del gas naturale nonché a prestazioni di trasporto. I rapporti commerciali con la Polimeri Europa Srl riguardano essenzialmente la compravendita di prodotti della petrolchimica di base e di energia elettrica, quelli finanziari si riferiscono a crediti condizionati strumentali all'attività operativa nonché a garanzie concesse a fronte di finanziamenti bancari. Le garanzie rilasciate alla Hotel Assets Ltd sono a fronte di adempimenti fiscali.

I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

25) Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	1999	2000	**2001**	1999	2000	**2001**
Dirigenti	1.839	1.725	1.563	6	6	6
Quadri	8.713	8.374	8.440	47	41	34
Impiegati	34.165	32.799	33.240	351	297	317
Operai	29.440	27.207	27.287	250	101	367
	74.157	**70.105**	**69.520**	**654**	**445**	**724**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio; i dipendenti delle imprese consolidate proporzionalmente sono indicati in misura proporzionale alla percentuale di controllo.

26) Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Security Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles, o U.S. GAAP). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa, sono di seguito riportate le informazioni contabili previste nel "Form 20-F" integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

a) Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni.

In calce agli schemi contabili internazionali è indicato il contenuto delle voci se differente da quello degli schemi contabili legali e in quanto non esposto nella nota integrativa.

Le variazioni delle voci rispetto all'esercizio precedente posto a confronto sono motivate nella nota integrativa.

Stato patrimoniale

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.244	1.305
Titoli	1.794	1.476
Crediti (a)	13.385	13.728
Rimanenze:		
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	1.790	1.638
- prodotti chimici	631	497
- lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine	280	267
- altre	419	411
Totale rimanenze	3.120	2.813
Ratei e risconti attivi (b)	411	444
Totale attività correnti	**19.954**	**19.866**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	26.797	33.314
Crediti (c)	2.025	2.678
Partecipazioni	4.223	3.012
Immobilizzazioni immateriali	2.391	2.843
Altre attività (d)	973	1.223
Totale attività non correnti	**36.409**	**43.070**
TOTALE ATTIVITÀ	**56.363**	**62.736**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine (e)	5.342	5.231
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine (e)	586	1.330
Debiti commerciali	4.847	4.974
Anticipi	896	1.035
Debiti tributari	5.034	2.365
Ratei e risconti passivi e altri debiti (f)	3.539	3.624
Totale passività correnti	**20.244**	**18.452**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine (e)	5.116	6.084
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	457	465
Fondi per rischi e oneri	4.349	5.340
Fondo imposte	1.353	2.621
Ratei e risconti passivi e altri debiti (f)	771	585
Totale passività non correnti	**12.046**	**15.095**
TOTALE PASSIVITÀ	**32.290**	**33.547**

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.672**	**1.706**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.001.259.476 azioni del valore nominale di 1 euro (8.002.140.853 azioni del valore nominale di lire 1.000 al 31 dicembre 2000)	4.133	4.001
Riserve	13.071	17.799
Azioni proprie in portafoglio (g)	(574)	(2.068)
Utile del periodo	5.771	7.751
Totale patrimonio netto dell'Eni	**22.401**	**27.483**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**56.363**	**62.736**

(a) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro l'esercizio.

(b) Comprende i ratei e i risconti attivi a breve termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi.

(c) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio, escluso le imposte sul reddito anticipate nette.

(d) Comprende i titoli, diversi dalle partecipazioni, iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, i ratei e risconti attivi a lungo termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi e le imposte sul reddito anticipate nette. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che in questo schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.

(e) I debiti finanziari correnti e non correnti sono esposti al netto dei risconti attivi riguardanti gli interessi impliciti, rispettivamente a breve e a lungo termine, sul debito per investimenti petroliferi e sono incrementati dei risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti.

(f) Comprendono i ratei e i risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine, nonché i debiti diversi da quelli specificatamente indicati, rispettivamente esigibili entro e oltre l'esercizio.

(g) Il patrimonio netto è esposto al netto delle azioni proprie in portafoglio (v. nota d).

Conto economico

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	31.008	47.938	48.925
Altri ricavi e proventi	952	905	921
Totale ricavi	**31.960**	**48.843**	**49.846**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.000	31.442	31.828
Costo lavoro	2.782	2.786	2.851
Margine operativo lordo	**9.178**	**14.615**	**15.167**
Ammortamenti e svalutazioni	3.698	3.843	4.771
Utile operativo	**5.480**	**10.772**	**10.396**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni: (a)			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	10	64	(259)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	89	33	(216)
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**99**	**97**	**(475)**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.579	10.869	9.921
Proventi (oneri) straordinari netti (b)	(528)	(512)	1.837
Utile prima delle imposte	**5.051**	**10.357**	**11.758**
Imposte sul reddito	(2.054)	(4.335)	(3.530)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.997	6.022	8.228
Utile di terzi azionisti	(140)	(251)	(477)
Utile dell'esercizio	**2.857**	**5.771**	**7.751**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**0,71 euro**	**1,44 euro**	**1,98 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)	**3,57 euro**	**7,22 euro**	**9,91 euro**

(a) Comprende i "Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie" al netto degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale.

(b) Prima delle imposte sul reddito.

b) Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi.

Definizione dell'area di consolidamento

Secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza.

Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto la Saipem SpA e la Società Italiana per il Gas pA, imprese controllate dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto, nonché le rispettive imprese controllate.

Attività mineraria

Esplorazione

Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati all'attivo patrimoniale per rappresentarne la natura di investimento e ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono iscritti all'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario. In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" per la successiva rilevazione a conto economico a titolo di svalutazione, in caso di esito negativo, o di ammortamento con il metodo UOP.

Sviluppo

Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Gli U.S. GAAP prevedono che tutti i costi di sviluppo, senza considerare l'esito minerario, siano imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi di sviluppo di cui si è accertato l'esito negativo o incidentati sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" e ammortizzati con il metodo UOP.

Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali

La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani sia degli U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

Al 31 dicembre 2000 e 2001 non si sono verificate differenze significative nell'ammontare delle svalutazioni determinate applicando i due differenti criteri; pertanto le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano lo storno delle rivalutazioni per riprese di valore effettuate in applicazione dei principi contabili italiani e dei relativi ammortamenti.

Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni
Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano l'effetto del ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico, nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

Costi di aumento del capitale sociale
Secondo i principi contabili italiani, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti all'attivo patrimoniale alla voce "Immobilizzazioni immateriali - Costi di impianto e ampliamento" e ammortizzati sulla base della vita utile entro un periodo non superiore a 5 anni.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti a riduzione del capitale sociale stesso.

Azioni proprie
Secondo i principi contabili italiani, le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, le azioni proprie sono valutate al costo a prescindere dalla finalità per cui sono state acquistate. Al 31 dicembre 2000 e 2001 questa differenza di principio non ha determinato alcun effetto nella rappresentazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimati secondo gli U.S. GAAP.

Titoli
Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minor valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato; la differenza rispetto al costo di acquisto è imputata a conto economico o patrimonio netto a seconda che i titoli siano destinati al trading o siano disponibili per la vendita.

Imposte sul reddito differite e anticipate
Secondo i principi contabili italiani, le imposte anticipate sono rilevate se sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità e le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte anticipate siano rilevate se il loro recupero è probabile e le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stessi principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento alla probabilità piuttosto che alla ragionevole certezza del loro recupero, la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente, nonché le imposte differite o anticipate sulle rettifiche U.S. GAAP.

Ammortamenti
Fino all'esercizio 1999, in conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali, in particolare gasdotti, reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario, era effettuato, a quote costanti, applicando i coefficienti stabiliti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini U.S. GAAP, la durata dell'ammortamento veniva allineata a quella superiore applicata a livello internazionale.

L'emanazione del D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas Naturale e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli asset oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Authority.

In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati sulla base della nuova vita economico-tecnica residua e non più su quella determinata in base alle aliquote stabilite nei decreti del Ministro dell'economia e delle finanze in relazione a studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore (10 e 8%, rispettivamente per i gasdotti e per le reti di distribuzione).

Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale
Per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata al successivo punto c) rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione di questo principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo, nonché dell'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale.

Contratti derivati
I principi contabili italiani prevedono che i contratti derivati siano differentemente valutati a seconda che siano impiegati a scopo di copertura o di intermediazione. I contratti derivati stipulati per finalità di copertura sono valutati e classificati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. In particolare i differenziali di interesse sui contratti di copertura del rischio di tasso e i premi e gli sconti sui contratti di copertura del rischio di cambio sono imputati a conto economico per competenza di esercizio lungo la durata del contratto. La componente valutaria dei contratti derivati di copertura del rischio di cambio è imputata a conto economico nell'esercizio di rilevazione dell'attività/passività oggetto di copertura. Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute. I contratti derivati impiegati a scopo di intermediazione sono valutati al valore di mercato e i relativi effetti sono imputati a conto economico.

Secondo gli U.S. GAAP tutti i contratti derivati, siano essi relativi ad attività o passività iscritte in bilancio, a impegni o a operazioni future, sono valutati al fair value (valore corrente di mercato) con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. È possibile rilevare i contratti derivati di copertura in modo coerente con l'attività/passività coperta (hedging accounting) se l'operazione di copertura è riconducibile a una strategia predefinita di risk management, è coerente con le politiche di gestione del rischio adottate ed è documentata ed efficace nell'azione di effettiva neutralizzazione del rischio che si intende coprire (variazioni del valore di mercato o dei flussi di cassa). In particolare nell'hedging accounting le variazioni del fair value del contratto derivato sono imputate a conto economico contestualmente alla rilevazione degli effetti economici delle operazioni coperte; quando le variazioni del fair value precedono temporalmente la manifestazione dei corrispondenti effetti delle operazioni coperte sono rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Nel caso in cui oggetto della copertura sia il rischio di variazione del valore di mercato di un'attività, passività o impegno, anche l'operazione coperta è valutata al valore di mercato.

La rettifica indicata al successivo punto c) è stata determinata valutando al fair value tutti i contratti derivati e imputando il relativo effetto a conto economico.

Ricavi
I principi contabili italiani classificano come ricavi alcuni proventi che secondo gli U.S. GAAP non sono considerati operativi. L'effetto di questa differenza è riportato nell'analisi dell'utile operativo per settore indicata al punto c).

Proventi e oneri straordinari
I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Inoltre gli U.S. GAAP prevedono che i proventi e gli oneri straordinari comprendano il relativo effetto fiscale. I proventi e gli oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli U.S. GAAP e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri diversi della gestione ordinaria.

Vendita di titoli di Stato
L'Eni ha considerato la cessione di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Riclassificazione delle rimanenze
L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio e i prodotti petroliferi che costituiscono scorte obbligatorie. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minor valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi a queste rimanenze sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

Piani di azionariato dei dipendenti
Secondo i principi contabili italiani, le azioni e le opzioni assegnate gratuitamente a dipendenti sono rilevate come variazioni patrimoniali nell'esercizio di emissione delle azioni. In particolare le azioni emesse mediante aumento gratuito del capitale sono rilevate al loro valore nominale in contropartita alla specifica riserva costituita con imputazione di utili, mentre le azioni emesse a seguito dell'esercizio del diritto di opzione sono rilevate in aumento del capitale per il valore nominale e della riserva da sovrapprezzo delle azioni per la differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore nominale delle azioni emesse.

Secondo gli U.S. GAAP, queste azioni e opzioni, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, sono rilevate imputando a conto economico il costo per l'impresa lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione, in contropartita al patrimonio netto. Il costo è rappresentato dal valore intrinseco dello strumento alla data di assegnazione o, se il piano di azionariato è soggetto a condizioni non ancora realizzate, alla data di chiusura dell'esercizio.

L'Eni ha emesso azioni e opzioni da assegnare gratuitamente a dipendenti. Il costo di questi strumenti è indicato al successivo punto c) tra le variazioni dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto approssimati secondo gli U.S. GAAP.

Utile complessivo
Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 130 "Reporting Comprehensive Income" ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. L'informazione chiesta è indicata al successivo punto c). La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dallo SFAS 109 indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

Margine operativo lordo
Il margine operativo lordo corrisponde alla differenza fra i ricavi totali e i costi operativi, esclusi gli ammortamenti e le svalutazioni. Gli U.S. GAAP non prevedono l'indicazione del margine operativo lordo.

c) Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP
Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 1999, 2000 e 2001 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2000 e 2001 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**2.857**	**5.771**	**7.751**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(23)	137	365
- rettifiche delle plusvalenze da cessione a seguito dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie			247
- contratti derivati			32
- rettifica degli ammortamenti a seguito dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	31	30	33
- effetto delle riprese di valore delle immobilizzazioni	(113)	(19)	17
- effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	1	15	(7)
- azioni gratuite assegnate a dipendenti	(11)	(3)	(22)
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al *patrimonio netto delle imprese collegate ed escluse dall'area di consolidamento* U.S. GAAP	12	(33)	(69)
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	249	(120)	(115)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(130)	(20)	(439)
- rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche U.S. GAAP (a)			(1.385)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti			69
Rettifiche nette	**16**	**(13)**	**(1.434)**
Utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**2.873**	**5.758**	**6.317**
Utile semplice per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio) (b)	**0,72**	**1,44**	**1,62**
Utile semplice per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS) (b)	**3,59**	**7,21**	**8,08**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte:			
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera	640	331	439
- differenze di cambio da conversione realizzate	(22)	(94)	12
- valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita			27
	618	**237**	**478**
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	**3.491**	**5.995**	**6.795**

(a) La rettifica di 1.385 milioni di euro si riferisce al collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA.
(b) Unità di euro.

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**22.401**	**27.483**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto:		
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.240	2.605
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.542	2.477
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	722	646
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese collegate ed escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	131	65
- contratti derivati		52
- valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita		27
- costi di aumento del capitale sociale		(29)
- eliminazione delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	(340)	(379)
- eliminazione delle riprese di valore delle immobilizzazioni	(148)	(137)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(2.405)	(3.420)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi	8	(1.297)
Rettifiche nette	**2.750**	**957**
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	**25.151**	**28.440**

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo per 917 e 1.389 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2000 e 2001. Queste componenti riguardano le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera e il valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

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

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.067	1.052
Titoli	1.904	1.557
Crediti	12.607	12.843
Rimanenze	2.363	2.092
Ratei e risconti attivi	338	363
Totale attività correnti	**18.279**	**17.907**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	26.504	35.270
Crediti	2.798	3.304
Partecipazioni	4.971	3.767
Immobilizzazioni immateriali	4.361	5.469
Altre attività	344	1.359
Totale attività non correnti	**38.978**	**47.069**
TOTALE ATTIVITÀ	**57.257**	**64.976**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	5.384	5.259
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	519	1.172
Debiti commerciali	4.369	4.391
Anticipi	727	614
Debiti tributari	4.709	1.962
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.075	3.150
Totale passività correnti	**18.783**	**16.748**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.907	5.948
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	365	366
Fondi per rischi e oneri	4.249	6.196
Fondo imposte	2.973	6.400
Ratei e risconti passivi e altri debiti	568	387
Totale passività non correnti	**13.062**	**18.297**
TOTALE PASSIVITÀ	**31.845**	**35.045**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**261**	**1.491**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.001.259.476 azioni del valore nominale di 1 euro (8.002.140.853 azioni del valore nominale di lire 1.000 al 31 dicembre 2000)	4.133	4.001
Riserve	15.834	20.190
Azioni proprie in portafoglio	(574)	(2.068)
Utile dell'esercizio	5.758	6.317
Totale patrimonio netto dell'Eni	**25.151**	**28.440**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**57.257**	**64.976**

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

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Esplorazione e Produzione	27.720	32.832
- Gas Naturale	10.705	10.036
- Generazione Elettrica	406	679
- Raffinazione e Marketing	8.682	8.874
- Petrolchimica	4.334	3.606
- Ingegneria e Servizi	86	80
- Altre attività	217	229
	52.150	**61.336**
Fondi ammortamento:		
- Esplorazione e Produzione	14.481	16.750
- Gas Naturale	3.597	3.471
- Generazione Elettrica	157	172
- Raffinazione e Marketing	4.667	4.970
- Petrolchimica	2.559	2.519
- Ingegneria e Servizi	61	54
- Altre attività	124	130
	25.646	**28.066**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	13.239	16.082
- Gas Naturale	7.108	6.565
- Generazione Elettrica	249	507
- Raffinazione e Marketing	4.015	3.904
- Petrolchimica	1.775	1.087
- Ingegneria e Servizi	25	26
- Altre attività	93	99
	26.504	**33.270**

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

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile operativo per settore			
Esplorazione e Produzione	2.696	6.721	6.170
Gas Naturale	2.522	2.446	2.340
Generazione Elettrica		36	66
Raffinazione e Marketing	253	747	743
Petrolchimica	(582)	(102)	(1.080)
Ingegneria e Servizi	30	(14)	(11)
Altre attività	(195)	(172)	(186)
	4.724	**9.662**	**8.042**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**4.912**	**10.067**	**10.330**

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

Piani di azionariato dei dipendenti

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

(€)

	31.12.2000	31.12.2001
Stock grant	10,38	13,71
Stock option	1,54	

Imposte sul reddito

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

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

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Italia	3.563	5.591	6.614
Estero	1.349	4.476	3.716
	4.912	**10.067**	**10.330**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Correnti	1.719	5.367	3.128
Differite	319	(1.054)	742
	2.038	**4.313**	**3.870**

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

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	4.912	10.067	10.330
Aliquota fiscale teorica	43,2%	42,3%	41,1%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	2.123	4.261	4.242
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(49)	378	603
- imposte sulle riserve distribuibili	19	(51)	169
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate		29	15
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(11)	(52)	(240)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000		(335)	(375)
- differenze permanenti	30	52	(394)
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(74)		
- altre motivazioni		31	(156)
	(85)	**52**	**(372)**
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	**2.038**	**4.313**	**3.870**

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

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini U.S. GAAP, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (6.181 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.292 milioni di euro), sono di 4.889 milioni di euro (2.482 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

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

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.579	3.380
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.385	2.554
- maggior costo su acquisti di partecipazioni consolidate	161	1.381
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	637	730
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	279	302
- svalutazioni eccedenti di crediti	108	127
- plusvalenze a tassazione differita	59	69
- altre	311	441
	7.519	**9.011**
Imposte sul reddito anticipate:		
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(3.034)	(2.935)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.381)	(1.873)
- perdite fiscali portate a nuovo	(542)	(1.116)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(892)	(880)
- ammortamenti non deducibili	(334)	(353)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(117)	(258)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(224)	(220)
- rivalutazioni e riprese di valore delle immobilizzazioni	(137)	(31)
- altre	(304)	(366)
	(6.965)	**(7.381)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	1.928	3.259
	(5.037)	**(4.122)**
Passività nette per imposte differite	**2.482**	**4.889**

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

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

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

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

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

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

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

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, Nigeria e Gabon), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei territori dell'ex Unione Sovietica, (principalmente Kazakistan), negli USA e in Asia (principalmente Indonesia, Pakistan e Cina). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 50% della produzione venduta di gas naturale al settore Gas Naturale dell'Eni.

Gas Naturale: l'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero. Circa il 77% del fabbisogno totale di gas naturale per la distribuzione primaria in Italia è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) 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 attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di

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

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si ridurrà di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali suddette sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- 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 GNL 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 Snam Rete Gas SpA, che gestisce le attività di trasporto, l'attività di dispacciamento e l'attività di rigassificazione dell'Eni, e, nell'ottobre 2001, la Stoccaggi Gas Italia SpA che gestisce l'attività di stoccaggio di gas naturale. La Snam Rete Gas SpA è stata collocata sul mercato attraverso l'Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione che ha riguardato il 40,24% del capitale con un incasso di 2,2 miliardi di euro.

Generazione Elettrica: l'Eni, attraverso EniPower SpA, opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di 1.000 megawatt e una produzione di circa 5 mila gigawattora, di cui circa il 40% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico e gestisce le centrali elettriche dell'Eni prevalentemente orientate al mercato e con maggiori potenzialità di sviluppo (Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna e Brindisi). 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 e Sud America). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 50% dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni e per l'altro 50% dai paesi produttori con contratti a termine (25%) e sul mercato spot (25%). Circa il 40% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

Petrolchimica: attraverso l'EniChem SpA e sue controllate ("EniChem"), l'Eni opera nella filiera olefine, aromatici, intermedi, stirenici ed elastomeri. Le attività produttive nel settore Petrolchimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 63% delle materie prime petrolifere utilizzate dall'EniChem sono fornite dal settore Raffinazione e Marketing dell'Eni. Con effetto dal 1° gennaio 2002 il ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" è stato oggetto di conferimento alla Polimeri Europa Srl posseduta al 100% dall'Eni. Le attività conferite sono relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri" svolte in Italia nei siti pro-

duttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara, nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. Sono stati esclusi dal conferimento gli impianti che presentano criticità gestionali. Il conferimento ha attribuito alle attività legate al ciclo etilene coerenza e consistenza di business integrato in modo da costituire oggetto di un'alleanza strategica nel settore chimico con un partner qualificato.

Ingegneria e Servizi: attraverso la Saipem SpA e sue controllate, l'Eni è tra i maggiori operatori a livello mondiale nell'attività costruzioni e perforazioni offshore, nella posa di condotte sottomarine e nell'installazione di piattaforme. 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 15% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2001 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

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

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2001 il Financial Accounting Standard Board ha emanato i principi contabili n. 141 "Business combination" (SFAS 141), n. 142 "Goodwill and other intangible asset" (SFAS 142), n. 143 "Accounting for asset retirement obligation" (SFAS 143) e, nell'agosto 2001, il n. 144 "Accounting for the impairment or disposal of long-lived assets" (SFAS 144).

Lo SFAS 141, che sostituisce l'APB Opinion n. 16 "Business combination" e lo SFAS 38 "Accounting for preacquisition contingencies of purchased enterprises", definisce i criteri di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio delle aggregazioni di imprese (business combination) stabilendo la rilevazione al valore di mercato delle attività e passività acquisite (cd. purchase accounting method). Inoltre, se sono riscontrati determinati requisiti, è richiesto di rilevare, separatamente dall'avviamento, le immobilizzazioni immateriali non connesse a diritti legali o contrattuali. Il principio è applicato alle aggregazioni di imprese poste in essere successivamente al 30 giugno 2001; per le operazioni realizzate precedentemente, questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

Lo SFAS 142, che sostituisce l'APB Opinion n. 17 "Intangible assets", modifica i criteri di contabilizzazione delle immobilizzazioni immateriali e dell'avviamento. Il principio stabilisce che l'avviamento e le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; le attività in esame sono annualmente oggetto di valutazione al fine di definirne l'eventuale svalutazione. Per le immobilizzazioni immateriali con vita utile definita è stato eliminato il limite massimo di ammortamento in quaranta anni. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

Lo SFAS 143 definisce i criteri di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio delle passività, derivanti da obbligazioni legali o contrattuali, da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2003.

Lo SFAS 144, relativo alle svalutazioni e alle immobilizzazioni destinate alla vendita, sostituisce lo SFAS 121 "Accounting for impairment of long-lived assets and for long-lived assets to be disposed of" e l'APB Opinion n. 30 "Reporting the results of operations - Reporting the effect of disposal of a segment of a business, and extraordinary, unusual and infrequently occurring events and transactions". Il principio, stabilisce un unico criterio di rilevazione delle immobilizzazioni destinate alla vendita, rappresentato dal minore tra il valore di iscrizione e quello di mercato, l'estensione dell'informazione richiesta per le operazioni discontinue nonché criteri più puntuali per la definizione dei flussi di cassa delle immobilizzazioni oggetto di valutazione. Questo documento sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

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

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)
Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

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

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2000						
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	241	30	170	49	28	518
Immobilizzazioni in corso	1.195	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	(4.669)	(3.718)	(3.935)	(2.893)	(1.081)	(16.296)
Costi capitalizzati netti (a)	**3.276**	**3.239**	**2.717**	**3.199**	**3.290**	**15.721**
Quota Eni dei costi capitalizzati detenuti tramite società valutate al patrimoni netto (Lasmo Plc)						1.484
31.12.2001						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	7.645	7.024	6.723	7.986	5.982	35.360
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		672	238	811	1.913	3.634
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	295	96	191	52	47	681
Immobilizzazioni in corso	845	508	501	225	1.718	3.797
Costi capitalizzati lordi	**8.785**	**8.860**	**7.653**	**9.074**	**9.660**	**43.432**
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.109)	(4.333)	(4.378)	(3.612)	(1.894)	(19.326)
Costi capitalizzati netti (a) (b)	**3.676**	**4.527**	**3.275**	**5.462**	**7.166**	**24.106**

(a) Importo al netto di "assets non oil" per 110 milioni di euro nel 2000 e 50 milioni di euro nel 2001.
(b) Di cui relativo a Lasmo Plc per un importo pari a 6.374 milioni di euro.

Costi sostenuti

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

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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	32	443	880	1.363
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca	155	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo (b)	567	415	372	346	617	2.317
Totale costi sostenuti (c)	**722**	**604**	**589**	**942**	**1.972**	**4.829**
2001						
Acquisizioni di riserve certe (d1)	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili (d2)		438		495	704	1.637
Costi di ricerca (a)	89	339	97	166	598	1.089
Costi di sviluppo (b)	600	496	698	328	1.337	3.461
Totale costi sostenuti (c)	**703**	**1.578**	**795**	**2.400**	**3.893**	**9.369**

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

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 66, 94 e 71 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001, e beni patrimoniali per 52, 98 e 48 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001.

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

(d1) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 3.115 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 503, Mare del Nord 1.371, Resto del mondo 1.241.

(d2) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 1.637 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 438, Mare del Nord 495, Resto del mondo 704.

(d3) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 332 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 13, Mare del Nord 81, Resto del mondo 238.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. 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.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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
Totale ricavi	**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
Totale ricavi	**3.472**	**2.882**	**2.304**	**1.578**	**1.191**	**11.427**
Costi di produzione	(399)	(459)	(517)	(238)	(125)	(1.738)
Costi di ricerca	(192)	(84)	(60)	(45)	(180)	(561)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(407)	(393)	(327)	(358)	(375)	(1.860)
Altri (oneri) proventi	(30)	(196)	(132)	(55)	(117)	(530)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.444**	**1.750**	**1.268**	**882**	**394**	**6.738**
Imposte sul reddito stimate	(986)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.098)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.458**	**873**	**590**	**403**	**316**	**3.640**
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.867	1.265	372	7.904
- vendite a terzi	140	1.181	109	1.250	1.271	4.011
Totale ricavi (a)	**3.300**	**2.621**	**1.976**	**2.515**	**1.593**	**12.005**
Costi di produzione	(479)	(461)	(477)	(522)	(306)	(2.245)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(63)	(326)	(628)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(474)	(417)	(318)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(79)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.183**	**1.510**	**985**	**1.159**	**135**	**5.972**
Imposte sul reddito stimate	(677)	(605)	(628)	(672)	(136)	(2.918)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.306**	**905**	**357**	**487**	**(1)**	**3.054**

(a) La voce "Totale ricavi" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base di una prima interpretazione della delibera n. 26/02 "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 27 febbraio 2002.

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.

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

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 1998, 1999, 2000 e 2001 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

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

Sono iscritte tra le riserve certe e nella produzione equity a partire dal 1999 le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei "Production Sharing Agreement" (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"; ciò 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.

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 1999, 2000 e 2001.

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 31.12.1998	**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	12	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	59	36	166	290
Miglioramenti di recupero		2	9			11
Estensioni e nuove scoperte	9	6	32	1	17	65
Produzione	(28)	(84)	(78)	(45)	(39)	(274)
Cessioni		(1)				(1)
Riserve al 31.12.2000 (1)	**296**	**1.039**	**934**	**455**	**698**	**3.422**
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	39	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	24	70
Produzione	(29)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(3)
Riserve al 31.12.2001	**309**	**1.171**	**976**	**552**	**940**	**3.948**

Riserve certe sviluppate di petrolio						
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 (1)	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						56

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 31.12.1998	**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	4.249	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.435	7.242	(551)	(654)	10.722	21.194
Miglioramenti di recupero		50				50
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		218	8.489	25.297
Produzione	(14.450)	(4.383)	(641)	(2.646)	(2.828)	(24.948)
Cessioni	(6)					(6)
Riserve al 31.12.2000 (1)	**173.451**	**145.894**	**26.113**	**40.143**	**32.704**	**418.305**
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.933	45.600
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	365	4.390	23.568	42.336
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.969	18	47	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(6.178)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(114)		(114)
Riserve al 31.12.2001	**159.716**	**155.987**	**26.210**	**53.567**	**87.942**	**483.422**

Riserve certe sviluppate di gas naturale						
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 (1)	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 1998, 1999, 2000 e 2001 comprendono, rispettivamente, 22.133, 21.399, 22.183 e 20.618 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 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 1999, 2000 e 2001 includono i pagamenti annuali che il settore Gas Naturale dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso: (i) l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio; (ii) gas acquistato.

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

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

Il valore standard 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.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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	50.505	39.551	22.057	16.761	17.778	146.652
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.875)	(3.349)	(2.999)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.310)	(4.981)	(2.708)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**41.885**	**24.800**	**13.474**	**12.552**	**12.275**	**104.986**
Imposte sul reddito future	(15.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**26.258**	**13.276**	**5.536**	**6.187**	**9.440**	**60.697**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.867)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**14.055**	**6.130**	**3.166**	**4.320**	**5.030**	**32.701**
Quota Eni del valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri detenuto tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						1.058
31.12.2001						
Entrate di cassa future (a)	32.310	37.780	30.154	12.444	20.715	136.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(8.778)	(4.466)	(8.073)	(31.602)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.583)	(2.607)	(15.245)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.389**	**21.555**	**11.181**	**11.385**	**13.035**	**81.545**
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.471**	**12.297**	**4.807**	**5.801**	**9.916**	**48.292**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.925)	(6.612)	(1.992)	(1.601)	(4.391)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.546**	**5.685**	**2.815**	**4.190**	**5.535**	**26.771**

(a) La voce "Entrate di cassa future" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base di una prima interpretazione della delibera n. 26/02 "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 27 febbraio 2002.

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 1999, 2000 e 2001.

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Valore all'inizio dell'esercizio	**9.059**	**22.753**	**32.701**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(4.927)	(9.689)	(9.760)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	23.334	11.889	(16.754)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.144	1.623	1.687
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.570)	(1.061)	(2.527)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.746	2.125	3.342
- revisioni delle quantità stimate	2.054	2.736	3.337
- effetto dell'attualizzazione	1.362	4.226	5.628
- variazione netta delle imposte sul reddito	(12.702)	(4.102)	3.618
- acquisizioni di riserve	1.032	3.052	4.443
- cessioni di riserve	(1)	(7)	(34)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.222	(844)	(310)
Valore alla fine dell'esercizio	**22.753**	**32.701**	**26.771**

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2001. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

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

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Gruppo Italgas, Gruppo Saipem, Snam Rete Gas SpA, e talune imprese appartenenti al Gruppo Lasmo), che rappresentano circa il 24 per cento delle attività consolidate e circa il 15 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (16 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 1999. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1999, si fa riferimento alle relazioni emesse da altro revisore rispettivamente in data 6 aprile 2001 ed in data 17 aprile 2000.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2001 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 19 aprile 2002

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Giussani

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

BILANCIO DI ESERCIZIO

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

ANDAMENTO OPERATIVO

Riserve

Al 31 dicembre 2001 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA erano di 1.137 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 210 milioni di barili, pari al 15,6%, rispetto al 31 dicembre 2000.

			Variazione	
	2000	2001	assoluta	%
Petrolio e condensati (milioni di barili)	271	284	13	4,80
Gas naturale (miliardi di metri cubi)	170,87	135,38	(35,49)	(20,77)
Idrocarburi (milioni di boe) (1)	**1.347**	**1.137**	**(210)**	**(15,60)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe (barili di petrolio equivalente) utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

L'aumento delle riserve di petrolio e condensati di 13 milioni di barili deriva dall'incremento registrato per revisioni di precedenti stime e nuove scoperte (37 milioni di barili) principalmente nei campi di Val d'Agri, Villafortuna, Miglianico, Gaggiano, Giaurone, Prezioso e Torrente Tona, in parte compensato dalla produzione dell'anno (24 milioni di barili).

La riduzione delle riserve di gas naturale di 35,49 miliardi di metri cubi deriva dal conferimento a Stoccaggi Gas Italia SpA delle riserve facenti parte del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" (21,2 miliardi di metri cubi al 31 ottobre 2001), dalla produzione dell'anno (13,41 miliardi di metri cubi) e dalla diminuzione dei volumi di gas stoccato.

Queste riduzioni sono state solo in parte compensate dall'incremento per revisioni di precedenti stime e per nuove scoperte nei campi di Fauzia, Ilaria, Miglianico, Brenda, Hera Lacinia/Linda, Roseto/Montestillo e Candela Palino.

Esplorazione e sviluppo

Al 31 dicembre 2001 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consisteva in 107 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 29.947 chilometri quadrati (36.711 al 31 dicembre 2000) e 135 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.700 chilometri quadrati (13.215 al 31 dicembre 2000). Nel corso dell'anno sono stati ottenuti 6 nuovi titoli minerari relativi a permessi di ricerca.

Nel 2001 gli investimenti effettuati nell'attività esplorativa ammontano a 106 milioni di euro (163 nel 2000) e hanno interessato principalmente i temi a gas nell'offshore dell'Adriatico Settentrionale e i progetti relativi a pozzi poco profondi nella Val Padana. La ricerca a olio si è concentrata nella Val Padana e nel bacino Ancona/Pescara. Sono stati perforati 10 pozzi esplorativi (18 nel 2000), ottenendo risultati positivi nell'Adriatico Settentrionale con il pozzo a gas Fauzia (Eni 60%) e nella Val Padana con il pozzo a gas Quarto 1 (Eni 66,7%); è stata completata con successo la perforazione del pozzo onshore Miglianico (Eni 100%), a olio, nel bacino di Pescara. Sono in corso di perforazione altri due pozzi: Rea 1 (Eni 70%), a olio, nel Bacino Lombardo e Irma 2 (Eni 60%), a gas, nell'Adriatico Settentrionale.

Nel 2001 gli investimenti effettuati nell'attività di sviluppo ammontano a 490 milioni di euro (507 nel 2000) e hanno interessato in particolare:

- il proseguimento della messa in produzione dei tre campi della Val d'Agri, ovvero Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone situati rispettivamente nelle concessioni Grumento Nova (Eni 71%) e Volturino (Eni 45%) e delle attività di realizzazione del centro olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. Nel febbraio 2001 è stata ratificata l'unificazione delle concessioni Grumento Nova, Caldarosa e parte Sud Orientale di Volturino con quote di partecipazione provvisorie del 71% e del 29% rispettivamente per l'Eni SpA e l'Enterprise Oil Italiana SpA. A fine ottobre è entrato in funzione l'oleodotto Monte Alpi lungo 136 chilometri con un diametro di 20 pollici che collega il centro olio con la raffineria di Taranto. L'oleodotto è dimensionato per una capacità di trasporto a regime di 150 mila barili/giorno ed è stato realizzato con elevati standard di sicurezza e di tutela ambientale, nonché con l'adozione di tecniche antisismiche;
- la prosecuzione dello sviluppo di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (Barbara, Cervia/Arianna e Luna nell'offshore e Gagliano nell'onshore);
- la messa in produzione dei nuovi campi gas a mare di Emilio (2 pozzi), Naomi Pandora (4 pozzi), Camilla (1 pozzo) e Porto Corsini Mare Sud (2 pozzi);

- la messa in produzione di 5 nuovi pozzi di coltivazione a terra di cui 2 a olio nei campi di Gaggiano e Villafortuna e 3 a gas nei campi di Fiumetto, Pisticci e Noto;
- l'ottimizzazione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione di giacimenti già in produzione (Barbara piattaforma F, Davide e Pennina).

Complessivamente gli investimenti effettuati nel 2001, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 640 milioni di euro, con un decremento di 51 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Relativamente al "Progetto Alto Adriatico", è stato sviluppato lo studio di fattibilità del progetto pilota "Valentina" relativo alla realizzazione delle strutture per la messa in produzione dei campi posti più a Sud (Valentina, Rosanna, Raffaella, Emanuela e Debora) come fase sperimentale prevista dal Decreto Ronchi del dicembre 1999.

Produzione

Nel 2001 la produzione di idrocarburi è stata di 108,6 milioni di boe (117,9 nel 2000) con una produzione media giornaliera di circa 297.500 boe (322.000 nel 2000). La produzione di petrolio e condensati è stata di 24,1 milioni di barili (26,8 nel 2000); la produzione di gas naturale è stata di 13,41 miliardi di metri cubi[1] (14,48 nel 2000).

La flessione della produzione di 9,3 milioni di boe è dovuta principalmente, per l'olio, al declino dei campi di Villafortuna/Trecate e di Aquila solo in parte compensato dalla crescita in Val d'Agri e, per il gas, al declino in alcuni campi offshore (Porto Garibaldi/Agostino, Cervia/Arianna, Angela/Angelina e Barbara) solo parzialmente compensato dall'entrata in produzione dei campi a gas di Naomi/Pandora, Camilla ed Emilio Gas Cap nell'offshore adriatico.

Conferimento ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA

Con atto stipulato il 31 ottobre 2001, in attuazione dell'art. 21 del D.Lgs. n. 164/2000, che impone a decorrere dal 1° gennaio 2002 la separazione societaria delle attività di stoccaggio, è stato conferito alla Stoccaggi Gas Italia SpA il ramo d'azienda dell'Eni SpA "Stoccaggi gas" costituito dai seguenti elementi principali: (i) nove concessioni di stoccaggio relative ad altrettanti giacimenti contenenti 10,5 miliardi di metri cubi di gas naturale mai estratto, strumentali all'attività di stoccaggio, rimasti nei giacimenti al momento dell'interruzione della fase di produzione e prima della conversione a stoccaggio; (ii) pozzi, condotte, centrali di trattamento, terreni e fabbricati pertinenti alle concessioni di stoccaggio[2]; (iii) 10,7 miliardi di metri cubi di gas naturale reimmesso nei giacimenti durante la fase di costituzione per la messa a regime del sistema di stoccaggio destinati in parte a garantire le prestazioni di punta nella fase di erogazione e in parte a fornire il servizio di riserva strategica; (iv) il personale dedicato allo svolgimento delle attività (circa 300 unità). Il perito nominato dal Presidente del tribunale di Milano ha attribuito al ramo d'azienda il valore netto di 1.502 milioni di euro; a fronte del conferimento, Stoccaggi Gas Italia SpA ha emesso 150,2 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 9 euro e così per complessivi 1.502 milioni di euro. Ai fini fiscali il conferimento è stato effettuato applicando il regime della continuità dei valori ai sensi dell'art. 4 del D.Lgs. n. 358/97. Tenuto conto che la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 pubblicata il 4 marzo 2002, riguardante i "Criteri per la determinazione del valore delle tariffe di stoccaggio del gas naturale", contiene determinazioni che non consentono al momento l'esatta quantificazione del valore del ramo d'azienda, si è ritenuto più coerente con il principio della prudenza rinviare la contabilizzazione della plusvalenza al momento in cui essa avrà assunto il carattere della certezza. Alle azioni rivenute dal conferimento è stato attribuito quindi lo stesso valore di iscrizione del ramo d'azienda conferito (70 milioni di euro). Il bilancio consolidato non rileva alcun effetto del conferimento perché operazione interna al Gruppo.

Cessioni/Acquisti di rami d'azienda

Nell'ambito del processo di riorganizzazione che prevede l'affidamento di attività "non core" a società di servizi del Gruppo specializzate sono stati ceduti:

- alla Sieco SpA, per il corrispettivo di 57 mila euro, il ramo d'azienda "Servizi generali Ortona" che svolge, con 7 dipendenti, le attività di erogazione nel territorio di competenza del distretto di Ortona di servizi generali quali la gestione e manutenzione dei fabbricati, la vigilanza, la ristorazione collettiva, i trasporti aziendali, etc.;
- all'EniFormazione SpA, per il corrispettivo di 44 mila euro, il ramo d'azienda "Scuola Enrico Mattei - collegamenti con le università" che svolge, con 10 dipendenti dislocati nelle sedi di Roma e San Donato Milanese, attività di formazione del personale e attività volte a garantire il presidio, la diffusione e lo sviluppo della cultura d'impresa;

(1) Nel 2001 il Potere Calorifico Superiore (PCS) medio della produzione è stato pari a 37.897 kilojoule per metro cubo.

(2) La Stoccaggi Gas Italia SpA ha ricevuto altresì in conferimento da Snam SpA nove centrali di compressione e spinta del gas collegate ai siti di stoccaggio e relative pertinenze.

- con decorrenza 1° gennaio 2002, all'Eni Servizi Amministrativi SpA, per il corrispettivo di 72 mila euro, il ramo d'azienda "Attività amministrative" che svolge, con 104 dipendenti dislocati nelle sedi di San Donato Milanese, Roma e Gela, le attività di: (i) controllo, rilevazione e rappresentazione dei fatti amministrativi; (ii) gestione amministrativa dei contratti; (iii) pagamenti e incassi; (iv) tenuta dei libri e delle scritture contabili chieste dalle norme di legge e dalla prassi amministrativa; (v) adempimenti tributari connessi alle attività amministrative; (vi) conservazione della documentazione relativa al servizio erogato secondo le norme di legge; (vii) gestione, manutenzione e sviluppo dei processi e dei sistemi informativi amministrativi.

Nell'ambito del processo di accentramento delle attività di approvvigionamento, l'Eni SpA ha acquistato dall'AgipPetroli SpA, per il corrispettivo di 2,9 milioni di euro, il ramo d'azienda "Approvvigionamento beni e servizi" che svolge, con 71 dipendenti dislocati nelle sedi di Roma, Genova e Milano, le attività di: (i) approvvigionamento di beni e servizi e coordinamento funzionale delle attività di acquisto decentrate presso le strutture periferiche; (ii) anagrafica materiali; (iii) analisi di mercato e qualifica dei fornitori; (iv) monitoraggio degli approvvigionamenti; (v) collaudo beni e servizi.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2001 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 2.250 milioni di euro, con un decremento di 1.176 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente dovuto principalmente:

- alla riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 1.954 milioni di euro a seguito delle maggiori perdite su partecipazioni (1.529 milioni di euro, di cui 1.151 riferiti all'EniChem SpA) e dei minori dividendi incassati (485 milioni di euro);
- alla riduzione dei proventi finanziari netti di 96 milioni di euro connessa all'aumento dell'indebitamento finanziario netto.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti:

- dalla riduzione delle imposte sul reddito di 371 milioni di euro connessa essenzialmente alla flessione dei proventi netti su partecipazioni;
- dalla riduzione delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (347 milioni di euro) dovuta essenzialmente al completamento dell'ammortamento fiscale di parte delle immobilizzazioni materiali oggetto di rivalutazione nell'esercizio 2000;
- dall'aumento dei proventi straordinari netti di 127 milioni di euro a seguito delle plusvalenze realizzate sulla cessione di immobili a uso uffici in San Donato Milanese (87 milioni di euro) e dai minori oneri di incentivazione all'esodo del personale dipendente.

Al 31 dicembre 2001 l'indebitamento finanziario netto ammonta a 1.883 milioni di euro (al 31 dicembre 2000 la posizione finanziaria era attiva per 2.651 milioni di euro). La variazione di 4.534 milioni di euro è dovuta: (i) agli investimenti in partecipazioni (4.700 milioni di euro, di cui 3.883 riferiti all'Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc); (ii) al pagamento del dividendo 2000 (1.664 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro); (iv) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (640 milioni di euro), solo in parte compensata dal flusso di cassa generato dall'utile operativo (2.543 milioni di euro) e dagli incassi di dividendi (2.173 milioni di euro).

Conto economico sintetico riclassificato

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione % 2000-2001
Ricavi della gestione caratteristica	2.588	3.772	3.843	1,9
Altri ricavi e proventi	43	65	73	12,3
Ricavi totali	**2.631**	**3.837**	**3.916**	**2,1**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi e oneri diversi	(753)	(919)	(990)	7,7
Costo lavoro	(229)	(230)	(228)	..
Margine operativo lordo	**1.649**	**2.688**	**2.698**	..
Ammortamenti e svalutazioni	(505)	(492)	(473)	(3,9)
Utile operativo	**1.144**	**2.196**	**2.225**	**1,32**
Proventi finanziari netti	178	144	48	(66,7)
Proventi su partecipazioni netti	874	2.359	405	(82,8)
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**2.196**	**4.699**	**2.678**	**(43,0)**
Proventi (oneri) straordinari netti	(12)	(48)	79	..
Utile prima delle imposte e del nuovo principio contabile	**2.184**	**4.651**	**2.757**	**(40,7)**
Effetto del nuovo principio contabile (1)	414			
Imposte sul reddito	(896)	(1.397)	(461)	(67,7)
Crediti di imposta su dividendi (2)	759	788	213	(73,0)
	277	**(609)**	**(238)**	**(60,9)**
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(237)	(616)	(269)	(56,3)
Utile netto	**2.224**	**3.426**	**2.250**	**(34,3)**

(1) Riguarda lo stanziamento delle imposte anticipate pregresse nette in applicazione del documento n. 25 del marzo 1999 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito.

(2) I crediti di imposta 2001 non utilizzati per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (60 milioni di euro) sono classificati nei proventi netti su partecipazioni.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Gas naturale	1.441	2.198	2.478	280
Greggi e condensati	483	711	524	(187)
	1.924	**2.909**	**3.002**	**93**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	429	545	497	(48)
Prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	235	318	344	26
	2.588	**3.772**	**3.843**	**71**

L'aumento dei ricavi di vendita di gas naturale (280 milioni di euro) è dovuto essenzialmente all'incremento dei prezzi di vendita di circa il 5% e dei volumi venduti di 1,14 miliardi di metri cubi (da 14,13 a 15,27) dovuto all'andamento climatico.

La diminuzione dei ricavi di vendita di greggi e condensati (187 milioni di euro) è dovuta alla flessione dei prezzi di circa il 17% e dei volumi venduti di 2,9 milioni di barili (da 26,3 a 23,4) a seguito, in particolare, del declino di alcuni campi, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle produzioni in Val d'Agri.

La diminuzione dei ricavi per servizi di stoccaggio e modulazione di 48 milioni di euro dovuta al conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" è stata solo in parte compensata dagli effetti della definizione da parte dell'Eni SpA, in attuazione del D.Lgs. n. 164/2000, delle tariffe provvisorie, valide per il periodo 1° novembre 2000-31 dicembre 2000 e applicabili fino al 31 marzo 2002. Non si ritiene che l'avvenuta pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 pubblicata il 4 marzo 2002 produrrà effetti rilevanti (v. "Conferimento ramo d'azienda Stoccaggi gas a Stoccaggi Gas Italia SpA").

L'aumento dei ricavi per prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi di 26 milioni di euro è dovuto essenzialmente alle maggiori prestazioni rese a società controllate del settore Esplorazione e Produzione.

L'analisi per "destinazione" dei ricavi della gestione caratteristica è la seguente:

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Snam SpA per vendita gas e servizi di stoccaggio e modulazione	1.846	2.611	2.782	171
AgipPetroli SpA per vendita greggi e condensati	505	756	554	(202)
Altre controllate	172	241	247	6
Terzi	65	164	260	96
	2.588	**3.772**	**3.843**	**71**

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 73 milioni di euro riguardano principalmente la plusvalenza (24 milioni di euro) derivante dall'accordo di preunificazione di concessioni in Basilicata stipulato con la Enterprise Oil Italiana SpA, gli addebiti effettuati a imprese controllate per costi sostenuti nel loro interesse (16 milioni di euro) e rimborsi assicurativi (15 milioni di euro).

Acquisti, prestazioni di servizi e costi e oneri diversi

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Acquisti, prestazioni di servizi e costi e oneri diversi (1)	544	704	916	212
Variazione rimanenze	33	(5)	(128)	(123)
Royalties	97	148	152	4
Accantonamento al fondo abbandono pozzi	79	72	50	(22)
	753	**919**	**990**	**71**

(1) Al netto dei costi riferiti agli investimenti.

L'incremento degli acquisti, prestazioni di servizi e costi e oneri diversi di 212 milioni di euro è dovuto principalmente: (i) ai maggiori costi per il servizio di compressione, fornito da Snam SpA, di ausilio all'attività di stoccaggio e modulazione (58 milioni di euro); (ii) ai maggiori costi per acquisto di gas (45 milioni di euro); (iii) ai maggiori oneri per la radiazione di pozzi risultati sterili (44 milioni di euro); (iv) alle maggiori prestazioni di servizi ricevuti anche nell'interesse di società controllate.

La variazione delle rimanenze di gas naturale (142 milioni di euro) risulta influenzata dal conferimento di 10,7 miliardi di metri cubi alla Stoccaggi Gas Italia SpA; infatti, coerentemente al criterio contabile adottato (LIFO a scatti annuali) e alle indicazioni dell'Amministrazione finanziaria in merito alla determinazione delle componenti di reddito soggette a regimi fiscali diversi, al gas conferito e a quello venduto è stato attribuito il costo medio complessivo della produzione, degli acquisti dell'anno e dei prelievi dalle rimanenze iniziali effettuati nell'esercizio. L'incremento di 142 milioni di euro rappresenta la differenza tra la rettifica in diminuzione dei costi di produzione dell'anno riferiti al gas naturale conferito (211 milioni di euro) e il costo attribuito ai prelievi dalle rimanenze iniziali del gas naturale destinato alla vendita (69 milioni di euro).

La diminuzione dell'accantonamento al fondo abbandono pozzi di 22 milioni di euro è dovuta alla revisione dei costi previsti per la chiusura mineraria dei pozzi e il ripristino dei siti.

Costo lavoro

Il costo lavoro (228 milioni di euro) diminuisce di 2 milioni di euro per effetto essenzialmente della riduzione del personale, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla normale dinamica retributiva.

Il personale in servizio al 31 dicembre 2001 è di 4.193 unità, con un decremento di 598 unità rispetto al 31 dicembre 2000 (di cui circa 250 per effetto di conferimenti e cessioni/acquisti di rami d'azienda). L'analisi per categoria contrattuale è la seguente:

	31.12.1999	31.12.2000	31.12.2001
Dirigenti	264	236	185
Quadri	1.246	1.249	1.207
Impiegati	2.785	2.522	2.254
Operai	877	784	547
	5.172	**4.791**	**4.193**

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Immobilizzazioni materiali	339	303	333	30
Ricerca mineraria	140	163	106	(57)
Software e altre immobilizzazioni immateriali	26	26	30	4
	505	**492**	**469**	**(23)**
Svalutazioni			4	4
	505	**492**	**473**	**(19)**

L'incremento degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 30 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'entrata in esercizio di giacimenti in Val d'Agri (23 milioni di euro).

Proventi finanziari netti

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Interessi su CCT	25	34	37	3
Interessi sui crediti di imposta	23	23	23	
(Oneri) proventi finanziari netti	(3)	81	(3)	(84)
Proventi da differenze cambio	41	9	2	(7)
Plusvalenze da alienazione CCT			2	2
Oneri su strumenti derivati			(10)	(10)
Stanziamento per svalutazione interessi sui crediti di imposta 1988	(3)	(3)	(3)	
Proventi da rimborso crediti di imposta	95			
	178	**144**	**48**	**(96)**

Gli oneri su strumenti derivati riguardano le coperture dal rischio cambi sul finanziamento acceso con Enifin SpA di 1 miliardo di lire sterline utilizzato per i versamenti in conto capitale effettuati a favore di Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc.

Gli oneri finanziari netti aumentano di 84 milioni di euro a seguito dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto.

Proventi su partecipazioni netti

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Dividendi				
Agip International BV	257	1.029	1.550	521
Snam SpA	1.108	1.182	295	(887)
Eni International Holding BV	226	283	157	(126)
AgipPetroli SpA	103	88	121	33
Società Petrolifera Italiana SpA	2	5	15	10
Snamprogetti SpA	40	35	14	(21)
Sofid SpA	31	20	14	(6)
Saipem SpA	5	3	3	
EniData SpA	..	3	1	(2)
Norsea Pipeline Ltd	7	4		(4)
Somicem SpA		3		(3)
Padana Assicurazioni SpA	3	2	2	
Altre	2	1	1	
	1.784	**2.658**	**2.173**	**(485)**
Plusvalenze su cessioni e altri proventi				
Comerint SpA (ceduta)		1		(1)
Agip (NAME) Ltd (liquidata)	4			
Altre			1	1
	1.788	**2.659**	**2.174**	**(485)**
Crediti di imposta su dividendi	759	788	273	(515)
Crediti di imposta utilizzati a fronte dell'Irpeg di esercizio	(759)	(788)	(213)	575
			60	**60**
Totale proventi	**1.788**	**2.659**	**2.234**	**(425)**
Svalutazioni e perdite				
EniChem SpA	(469)		(1.151)	(1.151)
Agip Exploration BV	(294)	(291)	(403)	(112)
Albacom SpA			(203)	(203)
Agip Investments Plc			(43)	(43)
Singea SpA (in liquidazione)	(141)		(19)	(19)
EniComunicazione SpA	(4)	(4)	(3)	1
Eurosolare SpA	(5)	(2)	(3)	(1)
Altre	(1)	(3)	(4)	(1)
Totale oneri	**(914)**	**(300)**	**(1.829)**	**(1.529)**
	874	**2.359**	**405**	**(1.954)**

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti (79 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza sulla cessione di beni immobili a uso uffici in San Donato Milanese (87 milioni di euro), parzialmente compensata dallo stanziamento delle perdite sulla liquidazione dell'Agricoltura SpA (11 milioni di euro) e dagli incentivi all'esodo del personale dipendente (6 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Imposte correnti:				
- Irpeg (1)	876	1.300	213	(1.087)
- Irap	50	77	94	17
Imposte (anticipate) differite nette	(30)	20	142	122
Altre			2	2
	896	**1.397**	**451**	**(946)**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (759, 788 e 213 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001).

Le imposte differite nette di 142 milioni di euro riguardano essenzialmente il rigiro delle imposte anticipate a seguito della copertura delle perdite di Singea SpA (in liquidazione) per 110 milioni di euro e le imposte differite connesse agli ammortamenti anticipati di cui viene proposta all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile (53 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte anticipate sullo stanziamento al fondo abbandono pozzi.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte, maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (2.701 milioni di euro), è pari a circa il 17%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è pari a circa il 38%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente alla forte incidenza dei dividendi da paesi UE, soggetti a imposizione limitatamente al 5% del loro ammontare, nonché agli effetti dell'applicazione della DIT.

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (269 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(271)	(621)	(322)	299
"Rigiro" (1) degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	3	5	3	(2)
"Rigiro" (1) degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti	31		36	36
Utilizzo fondo svalutazione crediti			14	14
	(237)	**(616)**	**(269)**	**347**

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni.

La flessione degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche è dovuta essenzialmente al completamento dell'ammortamento fiscale di parte delle immobilizzazioni materiali oggetto di rivalutazione nell'esercizio 2000.

I maggiori rigiri degli ammortamenti eccedenti stanziati negli esercizi precedenti sono dovuti al completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

Gli ammortamenti anticipati di cui si propone all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile ammontano a 132 milioni di euro (103 milioni di euro nel 2000).

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti riguarda l'adeguamento ai limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. 29 dicembre 1986, n. 917.

Stato patrimoniale sintetico riclassificato

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali e immateriali	2.956	2.865	(91)
Partecipazioni	9.636	12.902	3.266
Debiti per investimenti	(343)	(221)	122
	12.249	**15.546**	**3.297**
Capitale di esercizio netto	**872**	**1.336**	**464**
Fondo abbandono pozzi	**(851)**	**(796)**	**55**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(56)**	**(60)**	**(4)**
Capitale investito netto	**12.214**	**16.026**	**3.812**
Patrimonio netto (1)	14.211	13.307	(904)
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	654	836	182
Indebitamento (Disponibilità) finanziario netto	(2.651)	1.883	4.534
Coperture	**12.214**	**16.026**	**3.812**

(1) Nello stato patrimoniale sintetico riclassificato il costo di acquisto di n. 154.380.826 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2001 (n. 44.381.500 al 31 dicembre 2000) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci dello stato patrimoniale.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (2.865 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)

	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2000	**2.765**	**191**	**2.956**
Investimenti	492	148	640
Ammortamenti e svalutazioni	(338)	(138)	(476)
Cessioni e radiazioni	(254)	(1)	(255)
Altre variazioni	(3)	3	
Saldo al 31 dicembre 2001	**2.662**	**203**	**2.865**

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (640 milioni di euro) riguardano in particolare lo sviluppo dei campi della Val d'Agri e lavori per la realizzazione di piattaforme.

Partecipazioni

Le partecipazioni (12.902 milioni di euro) aumentano di 3.266 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

			(milioni di €)
Partecipazioni al 31 dicembre 2000			**9.636**
Incrementi per acquisti, per conferimenti e interventi sul capitale			
Agip Investments Plc	3.883		
Agip Petroleum Co Ltd	386		
Singea SpA (in liquidazione)	324		
Agip Exploration BV	280		
Stoccaggi Gas Italia SpA	70		
Eni International Bank Ltd	57		
Albacom SpA	54		
EniChem SpA	18		
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	7		
Eni Servizi Amministrativi SpA	6		
Altre	10	5.095	
Svalutazioni e perdite			
EniChem SpA	(1.151)		
Agip Exploration BV	(403)		
Albacom SpA	(203)		
Agip Investments Plc	(43)		
Singea SpA (in liquidazione)	(19)		
EniComunicazione SpA	(3)		
Eurosolare SpA	(3)		
Altre	(4)	(1.829)	3.266
Partecipazioni al 31 dicembre 2001			**12.902**

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2001, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2001 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di €)

	Valore netto
Agip Investments Plc	3.841
AgipPetroli SpA	1.950
Agip International BV	1.917
Snam SpA	1.759
Eni International Holding BV	1.102
Agip Petroleum Co Ltd	649
Saipem SpA	296
Enifin SpA	253
Agip Exploration BV	202
Sofid SpA	201
EniPower SpA	198
EniChem SpA	120
Albacom SpA	108
Snamprogetti SpA	77
Stoccaggi Gas Italia SpA	70
Eni International Bank Ltd	57
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Eurosolare SpA	13
EniSud SpA	13
EniTecnologie SpA	7
Eni Servizi Amministrativi SpA	7
EniComunicazione SpA	6
Tecnomare SpA	4
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	2
Singea SpA (in liquidazione)	(19)
Altre	23
	12.902

Capitale di esercizio netto

L'analisi del capitale di esercizio netto è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.2000	31.12.2001
Crediti di imposta	549	1.105
Attività di esercizio nette	182	203
Rimanenze	203	67
Fondi per rischi e oneri	(62)	(39)
	872	**1.336**

I crediti di imposta (1.105 milioni di euro) aumentano di 556 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 2000		**549**
Acconti versati	480	
Crediti di imposta su dividendi	273	
Irpeg	(213)	540
Interessi sui crediti di imposta		23
Rimborso crediti di imposta 1984		(4)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Crediti al 31 dicembre 2001		**1.105**

L'aumento delle attività di esercizio nette (71 milioni di euro) è dovuto essenzialmente ai minori debiti commerciali e per imposte, parzialmente compensati dalla diminuzione dei crediti verso imprese controllate per vendita di gas, nonché per servizi di modulazione e stoccaggio a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

La diminuzione delle rimanenze di 136 milioni di metri cubi deriva essenzialmente dal conferimento di 10,7 miliardi di metri cubi alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

I fondi per rischi e oneri (89 milioni di euro) riguardano essenzialmente il fondo imposte per contenziosi in essere (36 milioni di euro), il fondo spese future (26 milioni di euro), il fondo costituito a fronte delle perdite della liquidazione dell'Agricoltura SpA (11 milioni di euro) e il fondo incentivi all'esodo del personale dipendente (8 milioni di euro).

Fondo abbandono pozzi

Il fondo abbandono pozzi (796 milioni di euro) diminuisce di 55 milioni di euro per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" (94 milioni di euro) e degli utilizzi a fronte dei costi sostenuti, parzialmente compensati dallo stanziamento del periodo (50 milioni di euro). Il fondo accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 60 milioni di euro aumenta di 4 milioni di euro per effetto dello stanziamento dell'esercizio (16 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi (12 milioni di euro).

Patrimonio netto

Il patrimonio netto (13.307 milioni di euro) diminuisce di 904 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

			(milioni di €)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2000			**14.211**
Incremento per:			
- utile 2001	2.250		
- conferimenti legge n. 41/86	4	2.254	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2000	(1.664)		
- acquisto azioni proprie	(1.494)	(3.158)	(904)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2001			**13.307**

Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie

I fondi stanziati in applicazione di norme tributarie (836 milioni di euro) aumentano di 182 milioni di euro per effetto degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche stanziati nell'esercizio al netto dei rigiri (283 milioni di euro), parzialmente assorbiti dal decremento (87 milioni di euro) derivante dal conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA e per l'utilizzo del fondo svalutazione crediti (14 milioni di euro). I fondi riguardano per 817 milioni di euro gli ammortamenti eccedenti e per 19 milioni di euro gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Al netto della fiscalità latente, l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 500 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2001 di 1.883 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)

		31.12.2000	31.12.2001	Variazione
Debiti finanziari				
A lungo termine (1):				
- prestiti obbligazionari		1.016	1.016	
- imprese finanziarie controllate		433	221	(212)
- banche		73	45	(28)
- altri finanziatori		22	41	19
		1.544	**1.323**	**(221)**
A breve termine:				
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari		59	328	269
- imprese finanziarie controllate		31	807	776
- altri finanziatori		9		(9)
		99	**1.135**	**1.036**
	a)	**1.643**	**2.458**	**815**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità				
Crediti finanziari				
A lungo termine (1):				
- imprese finanziarie controllate		732		(732)
- imprese controllate		59	46	(13)
- altri			3	3
		791	**49**	**(742)**
A breve termine:				
- imprese controllate		16	12	(4)
- imprese collegate			6	6
- altri			2	2
		16	**20**	**4**
	b)	**807**	**69**	**(738)**
Titoli		736	366	(370)
Disponibilità		2.751	140	(2.611)
	c)	**3.487**	**506**	**(2.981)**
	(a-b-c)	**(2.651)**	**1.883**	**4.534**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

La variazione dell'indebitamento finanziario netto di 4.534 milioni di euro è dovuta: (i) agli investimenti in partecipazioni (4.700 milioni di euro di cui 3.883 riferiti all'Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc); (ii) al pagamento del dividendo 2000 (1.664 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (1.494 milioni di euro); (iv) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (640 milioni di euro), solo in parte compensata dal flusso di cassa generato dall'utile operativo (2.543 milioni di euro) dagli incassi di dividendi (2.173 milioni di euro).

La variazione dell'indebitamento finanziario netto di 4.534 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	1999	2000	2001
Utile dell'esercizio	2.224	3.426	2.250
a rettifica:			
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.766	1.495	2.355
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito	(2.182)	(2.128)	(2.062)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**1.808**	**2.793**	**2.543**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	200	(233)	633
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e imposte sul reddito pagate nell'esercizio	2.532	2.502	1.086
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**4.540**	**5.062**	**4.262**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(599)	(691)	(640)
Investimenti in partecipazioni	(1.551)	(759)	(4.200)
Disinvestimenti	11	3	6
Crediti e debiti relativi all'attività di investimento	91	58	(122)
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.492**	**3.673**	**(1.194)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(1.070)	613	736
Variazione debiti finanziari	(263)	(102)	1.001
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.236)	(1.442)	(1.660)
Acquisto di azioni proprie		(574)	(1.494)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(77)**	**2.168**	**(2.611)**
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.492**	**3.673**	**(1.194)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.236)	(1.442)	(1.660)
Acquisto di azioni proprie		(574)	(1.494)
Effetto delle differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	14	(2)	(186)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**1.270**	**1.655**	**(4.534)**

ALTRE INFORMAZIONI

Andamento economico delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono indicati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 2000 e 2001, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

(milioni di €)

	Risultato operativo			Risultato netto		
	2000	2001	Variazione	2000	2001	Variazione
Agip Exploration BV (1)	(282)	(372)	(90)	(282)	(372)	(90)
Agip International BV (1)	1.866	1.508	(358)	1.869	1.510	(359)
Snam SpA	2.097	2.122	25	431	1.938	1.507
EniPower SpA	(15)	59	74	(13)	35	48
AgipPetroli SpA (2)	785	812	27	119	520	401
EniChem SpA	(1)	(317)	(316)	(49)	(1.486)	(1.437)
Saipem SpA	19	74	55	44	59	15
Snamprogetti SpA	23	9	(14)	18	19	1
Enifin SpA	20	40	20	-		-
Eni International Holding BV (1)	215	194	(21)	214	194	(20)

(1) Milioni di dollari USA.

(2) I valori dell'esercizio 2000 differiscono da quelli pubblicati nella precedente relazione perché riflettono i dati definitivi risultanti dal bilancio approvato dall'Assemblea in data 26 giugno 2001 e perché, al fine di assicurare la comparabilità, considerano gli effetti della fusione dell'AgipGas SpA avvenuta nel 2001.

Di seguito sono evidenziate le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 2001, nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società indicate nella tabella.

Agip Exploration BV: la perdita operativa (372 milioni di dollari USA) aumenta di 90 milioni di dollari USA a seguito della flessione degli utili di alcune società controllate, operanti prevalentemente nell'attività esplorativa del settore Esplorazione e Produzione, e della crescita dei costi di ricerca esplorativa.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (13 unità) resta invariato rispetto all'esercizio precedente.

Agip International BV: l'utile netto (1.510 milioni di dollari USA) registra un decremento di 359 milioni di dollari USA dovuto alla flessione del risultato delle imprese partecipate a seguito principalmente della riduzione dei prezzi di vendita degli idrocarburi, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori quantità vendute.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (13 unità) registra un incremento di 4 unità rispetto all'esercizio precedente.

Snam SpA: i risultati della Società sono influenzati dal conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA, nonché del ramo d'azienda "Centrali di compressione" a Stoccaggi Gas Italia SpA, avvenuti rispettivamente con efficacia 1° luglio e 31 ottobre 2001.

L'utile operativo (2.122 milioni di euro) registra un incremento di 25 milioni di euro (+1,2%) riconducibile essenzialmente alla crescita dei margini di commercializzazione del gas a seguito dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e del miglior andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita rispetto a quelli degli approvvigionamenti. Questo fattore positivo è stato parzialmente assorbito: (i) dall'effetto della riorganizzazione delle attività della società, in particolare dal conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas"; (ii) dal minor utilizzo di fondi rischi esuberanti connessi all'attività operativa; (iii) dalla variazione del mix di vendita dovuta alla maggiore incidenza dei volumi venduti in Europa per l'Italia.

I ricavi della gestione caratteristica di 13.676 milioni di euro registrano un aumento di 1.415 milioni di euro, pari all'11,5% dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi di vendita del gas naturale.

L'utile netto di 1.938 milioni di euro registra un aumento di 1.507 milioni di euro derivante principalmente: (i) dall'aumento dei proventi straordinari netti (1.438 milioni di euro) costituiti principalmente dalle plusvalenze relative al conferimento a Snam Rete Gas SpA (1.475 milioni di euro) e al suo successivo collocamento sul mercato azionario (101 milioni di euro), parzialmente

assorbite dagli stanziamenti a fondi rischi (241 milioni di euro) connessi in particolare a sconti su tariffe di trasporto per contributi di allacciamento erogati da clienti (194 milioni di euro); (ii) dalla diminuzione delle rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (746 milioni di euro) per effetto principalmente dei minori ammortamenti eccedenti le aliquote economico tecniche; (iii) dal miglioramento del saldo oneri proventi finanziari (126 milioni di euro) attribuibile agli effetti delle cessioni e dei conferimenti di beni e attività aziendali; (iv) dall'incremento dell'utile operativo (25 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati assorbiti dall'incremento degli oneri netti su partecipazioni (573 milioni di euro), riconducibili essenzialmente alle svalutazioni delle partecipazioni EniChem SpA (484 milioni di euro) ed Eni Portugal Investment SpA (51 milioni di euro) e dalle maggiori imposte sul reddito (255 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (188 milioni di euro, 388 nel 2000) riguardano essenzialmente lo sviluppo del sistema nazionale di trasporto e il potenziamento delle infrastrutture di importazione gas dal Nord Europa e dalla Russia.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (2.387 unità) registra una flessione di 1.988 unità dovuta principalmente al conferimento in Snam Rete Gas SpA.

Il progetto del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2001 della società, incorporata con atto stipulato il 30 gennaio 2002, e la proposta di attribuire l'utile di esercizio alla "Riserva utili portati a nuovo" è sottoposto all'Assemblea degli azionisti dell'Eni SpA in un punto specifico dell'ordine del giorno.

EniPower SpA: l'utile operativo (59 milioni di euro) aumenta di 74 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito: (i) dell'incremento del margine dell'energia elettrica, in particolare nel quarto trimestre, a seguito dell'andamento favorevole dello scenario dei combustibili; (ii) della circostanza che l'esercizio 2000 era gravato dai canoni di affitto di rami di azienda successivamente ricevuti in conferimento.

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a 509 milioni di euro con un incremento di 17 milioni di euro.

L'utile netto di 35 milioni di euro aumenta di 48 milioni di euro per l'incremento del risultato operativo, parzialmente assorbito dai maggiori oneri finanziari e dalle maggiori imposte sul reddito.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (269 milioni di euro, 21 nel 2000) si riferiscono principalmente (265 milioni di euro) ai nuovi impianti a ciclo combinato che saranno realizzati nei siti di Brindisi, Mantova, Ravenna e Ferrera Erbognone/Sannazzaro de' Burgondi (PV).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (439 unità) registra un aumento di 36 unità rispetto all'esercizio precedente.

AgipPetroli SpA: l'utile operativo (812 milioni di euro) aumenta di 27 milioni di euro (+3,4%) a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei margini commerciali sul mercato rete e del margine GPL; (ii) della circostanza che nell'esercizio 2000 venne rilevata la sanzione inflitta all'AgipPetroli SpA dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato per presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere, successivamente annullata dal Consiglio di Stato con sentenza n. 359/01; (iii) dei minori stanziamenti per oneri ambientali; (iv) della riduzione dei costi, connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione, che ha parzialmente compensato l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro; (v) dell'utilizzo della riserva LIFO connessa alla riduzione delle scorte. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'andamento dello scenario meno favorevole di quello eccezionalmente positivo del 2000 (il margine del Brent è passato da 3,99 a 1,98 dollari/barile), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini delle raffinerie posizionate sul continente (in relazione al miglioramento dei differenziali Cif/Fob), dalle migliori rese di produzione, nonché dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.

I ricavi della gestione caratteristica al netto delle accise (10.799 milioni di euro) e delle permute (1.401 milioni di euro) ammontano a 17.092 milioni di euro, con una flessione di 3.491 milioni di euro, pari a circa il 17%, dovuta: (i) alla diminuzione delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi; in particolare i prezzi sul mercato interno della benzina e del gasolio rete sono diminuiti rispettivamente dell'8,2% e del 9,1%; (ii) alla diminuzione di 3,6 milioni di tonnellate delle vendite di greggio, connesse al passaggio ad altro partner del consorzio della commercializzazione del greggio cinese Nanhai Light (5,1 milioni di tonnellate), i cui effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore attività di trading internazionale; (iii) alle minori vendite al settore petrolchimico (700 mila tonnellate). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.

La quota di mercato relativa alle vendite di benzina, gasolio e GPL, sulla rete di distribuzione è risultata del 39,7% (40,2% nel 2000). La rete di distribuzione al 31 dicembre 2001 era costituita da 8.351 punti vendita (9.045 al 31 dicembre 2000) con un erogato medio di 1.643.000 litri/anno (1.565.000 nell'esercizio 2000); la riduzione dei punti vendita è connessa principalmente al processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione.

L'utile netto di 520 milioni di euro aumenta di 401 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori proventi straordinari netti (252 milioni di euro) riconducibili essenzialmente all'annullamento da parte del Consiglio di Stato, con sentenza n. 359/01, della sanzione inflitta dall'Autorità garante della concorrenza del mercato (112 milioni di euro) e alle maggiori plusvalenze da cessione (93 milioni di euro); (ii) dei maggiori proventi su partecipazioni (95 milioni di euro); (iii) dei minori oneri finanziari netti (32 milioni di euro); (iv) dell'aumento dell'utile operativo (27 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (313 milioni di euro, 354 nel 2000) riguardano in particolare il comparto distribuzione (131 milioni di euro) e il comparto raffinazione (123 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (8.508 unità) registra una flessione di 851 unità rispetto all'esercizio precedente.

EniChem SpA: la perdita operativa (317 milioni di euro) aumenta di 316 milioni di euro a seguito essenzialmente della flessione dei margini unitari e del decremento delle quantità vendute e degli effetti della flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (nel 2000 l'importo era stato positivo). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dalla diminuzione dei costi fissi, connessa alle ristrutturazioni effettuate, e degli ammortamenti, a seguito principalmente della cessione del business Poliuretani.

I ricavi della gestione caratteristica di 4.157 milioni di euro registrano un decremento di 1.059 milioni di euro, pari al 20%, dovuto alla flessione dei prezzi di vendita e dei volumi venduti, oltre che alla cessione del business Poliuretani.

La perdita netta di 1.486 milioni di euro registra un peggioramento di 1.437 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'aumento degli oneri straordinari netti (1.056 milioni di euro); (ii) all'aumento della perdita operativa (316 milioni di euro); (iii) all'incremento degli oneri su partecipazioni (200 milioni di euro) connesso essenzialmente alla svalutazione della Polimeri Europa Srl. Gli oneri straordinari netti dell'esercizio (1.107 milioni di euro) riguardano in particolare gli stanziamenti al fondo rischi a fronte di dismissioni programmate (616 milioni di euro) e le minusvalenze e svalutazioni di impianti fermati o dei quali è prevista la cessione o la chiusura (549 milioni di euro), solo in parte compensati dalla plusvalenza conseguita nella cessione del business Poliuretani (204 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio (213 milioni di euro) riguardano il mantenimento dell'efficienza impiantistica e di adeguati standard ambientali e di sicurezza; sono stati inoltre realizzati interventi per l'automazione del cracker e il completamento dell'ampliamento dell'impianto cumene/fenolo a Porto Torres e nuovi impianti per la produzione di CO-idrogeno a Porto Marghera e di gomme termoplastiche a Ravenna. Gli investimenti in immobilizzazioni immateriali di 124 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione del diritto all'incasso di royalties dovute da Polimeri Europa Srl per l'utilizzo della licenza gasphase della Union Carbide nell'impianto di Brindisi (108 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (10.696 unità) registra una flessione di 1.328 unità rispetto all'esercizio precedente.

Saipem SpA: l'utile operativo (74 milioni di euro) registra un aumento di 55 milioni di euro a seguito dell'incremento dei volumi di attività dovuto al contributo delle commesse Blue Stream e Karachaganak Development, nonché al maggiore utilizzo dei mezzi navali di perforazione "Saipem 10000" e "Scarabeo 7".

I ricavi della gestione caratteristica (1.203 milioni di euro) registrano un incremento di 417 milioni di euro, pari al 53%, dovuto all'aumento di attività nei settori Costruzioni Mare e Terra e nelle Perforazioni Mare.

L'utile netto di 59 milioni di euro aumenta di 15 milioni di euro per effetto dell'incremento dell'utile operativo (55 milioni di euro) e della diminuzione degli oneri finanziari netti (17 milioni di euro) a seguito della riduzione dei tassi di interesse e delle differenze passive nette di cambio. Queste variazioni positive sono state parzialmente assorbite dalla diminuzione dei proventi netti su partecipazioni (31 milioni di euro), dai maggiori oneri straordinari (5 milioni di euro) e dall'aumento delle imposte sul reddito (21 milioni di euro) connesso al maggiore reddito imponibile e alla maggiore incidenza fiscale sui redditi delle gestioni estere.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio (102 milioni di euro, 61 nel 2000) riguardano prevalentemente i progetti Blue Stream e Karachaganak Development.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (5.207 unità) registra un aumento di 2.468 unità rispetto all'esercizio precedente per effetto dell'incremento dei volumi di attività. L'aumento riguarda esclusivamente personale assunto all'estero con contratti a tempo determinato.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 665 milioni di euro (1.023 milioni di euro nel 2000); la flessione è riconducibile al maggior ricorso alle società controllate che presidiano specifiche aree geografiche per l'acquisizione e l'esecuzione dei progetti. Al 31 dicembre 2001 il portafoglio ordini residuo ammontava a 1.502 milioni di euro (2.022 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

Snamprogetti SpA: l'utile operativo (9 milioni di euro) diminuisce di 14 milioni di euro a seguito essenzialmente dello stanziamento prudenziale effettuato a fronte dei possibili rischi su progetti in fase conclusiva nell'area chimica e fertilizzanti.

I ricavi della gestione caratteristica di 954 milioni di euro aumentano di 256 milioni di euro, pari al 36,7%, a seguito dell'avvio dei lavori su alcune commesse di recente acquisizione e alla realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna.

L'utile netto di 19 milioni di euro aumenta di 1 milione di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei proventi finanziari netti (8 milioni di euro), per effetto dei minori oneri netti su cambi (6 milioni di euro) e dei minori interessi passivi (2 milioni di euro); (ii) della riduzione degli oneri straordinari netti (5 milioni di euro); (iii) delle minori imposte sul reddito (2 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo (14 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (2.462 unità) registra una diminuzione di 84 unità rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 670 milioni di euro (2.659 nel 2000), di cui 141 relativi al progetto alta capacità/velocità Milano-Bologna. Al 31 dicembre 2001 il portafoglio ordini residuo ammontava a 2.930 milioni di euro (3.214 al 31 dicembre 2000).

Enifin SpA: l'utile operativo (40 milioni di euro), costituito dal risultato della gestione ordinaria, aumenta di 20 milioni di euro per l'incremento del margine finanziario (19 milioni di euro) e per il completamento dell'ammortamento degli investimenti informatici realizzati negli esercizi precedenti. Il margine finanziario (56 milioni di euro) aumenta essenzialmente per effetto della crescita dei volumi intermediati.

Il conto economico, come nell'esercizio precedente, chiude in pareggio; l'aumento dell'utile operativo è stato assorbito dal maggior stanziamento al fondo rischi su crediti effettuato al solo fine di conseguire benefici fiscali (18 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (89 unità) resta invariato rispetto all'esercizio precedente.

Eni International Holding BV: l'utile netto (194 milioni di dollari USA) registra una diminuzione di 21 milioni di dollari USA rispetto al 2000 per effetto dei minori proventi netti su partecipazioni (20 milioni di dollari USA) riconducibili essenzialmente alle differenze passive di cambio risultanti dalla liquidazione della Hydrocarbons International Holding Co (59 milioni di dollari USA), parzialmente assorbite dai maggiori dividendi (40 milioni di dollari USA).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 2001 (7 unità) registra una diminuzione di 1 unità rispetto all'esercizio precedente.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

Ricerca scientifica e tecnologica

Nell'esercizio 2001 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 55 milioni di euro (60 milioni di euro nel 2000), di cui 37 riferiti alla Divisione Agip e 18 milioni di euro riferiti alla Corporate connessi al concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle partecipate (v capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato).

L'attività della Divisione si è indirizzata in particolare verso i seguenti obiettivi strategici: aumentare l'efficacia dell'attività esplorativa; incrementare e accelerare il fattore di recupero dai giacimenti; ridurre i costi di perforazione, con particolare riferimento alle acque profonde. Per raggiungere questi obiettivi i temi della ricerca hanno riguardato tecniche avanzate di analisi sismiche, l'acquisizione di dati e l'elaborazione di informazioni in tempo reale durante la perforazione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati, lo sviluppo di nuove attrezzature di produzione e perforazione per le acque profonde, la messa a punto di tecniche innovative per il monitoraggio ambientale.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni[3]

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti del Gruppo legato al conseguimento degli obiettivi prefissati, aziendali e individuali, che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività dell'Eni, l'Assemblea del 6 giugno 2000 ha conferito al Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 3,5 milioni di euro (pari a circa lo 0,0875% del capitale sociale) entro il 31 luglio 2001 in applicazione del Piano di incentivazione 2000-2001 utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile".

Il Piano 2000-2001 prevede l'offerta in sottoscrizione a titolo gratuito di azioni Eni ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[4] che hanno raggiunto rispettivamente nel 1999 e nel 2000 gli obiettivi prefissati aziendali e individuali. L'offerta è effettuata entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di offerta o, se precedente, a quello successivo alla data di cessazione consensuale del rapporto di lavoro o di decesso dell'assegnatario. L'impegno dell'Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e decade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il 21 giugno 2000 il Consiglio di amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 2 milioni di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, da eseguirsi mediante l'utilizzo della "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" costituita dall'Assemblea del 6 giugno 2000.

Il 7 giugno 2001 il Consiglio di amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, da eseguirsi mediante l'utilizzo della "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" costituita dall'Assemblea del 1° giugno 2001.

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di amministrazione e alle performance realizzate dai dirigenti, nel 2000 sono stati assunti impegni di offerta per n. 1.428.550 azioni e nel 2001 per n. 1.851.750 azioni compresi gli impegni assunti nei confronti dell'Amministratore delegato e del Direttore generale oggetto di separata informazione.

L'evoluzione del Piano 2000-2001 è la seguente:

(€)

	2000			2001		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (1)	Prezzo di mercato (2)	**Numero di azioni**	**Prezzo medio di esercizio (1)**	**Prezzo di mercato (2)**
Diritti esistenti al 1° gennaio	-	-	-	**1.399.200**	-	**13,870**
Nuovi diritti assegnati	1.428.550	-	11,600	1.851.750	-	15,100
Diritti esercitati nel periodo (3)	(29.350)	-	13,158	(584.900)	-	13,891
Diritti scaduti nel periodo	-	-	-	(5.150)	-	14,259
Diritti esistenti al 31 dicembre	**1.399.200**	-	**13,870**	**2.691.300**	-	**14,063**
Di cui: esercitabili al 31 dicembre	-		-	**6.650**		**14,063**

(1) Trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo.

(2) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei valori di mercato delle azioni (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato telematico azionario nel mese precedente la data di assegnazione, emissione delle azioni o, per quelli scaduti, la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(3) I diritti esercitati nel 2000 includono n. 22.750 azioni emesse il 2 gennaio 2001 (a un valore di mercato di 13,254 euro). I diritti esercitati nel 2001 includono n. 388.200 azioni emesse il 2 gennaio 2002 (a un valore di mercato di 13,382 euro).

(3) L'Assemblea del 1° giugno 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione del valore nominale di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro. Conseguentemente sono stati modificati il comma 4 e il comma 5 dell'art. 5 dello Statuto che prevedono la delega al Consiglio di amministrazione di aumentare il capitale sociale, rispettivamente, a titolo gratuito al servizio del Piano di stock grant e a pagamento al servizio del Piano di stock option, nonché i relativi regolamenti. Ai fini di chiarezza espositiva, nel testo le delibere delle Assemblee e dei Consigli di amministrazione del 2000 si considerano assunte in euro.

(4) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

I diritti esistenti al 31 dicembre 2001 scadono nel 2003, per n. 1.103.400 azioni, e nel 2004, per n. 1.587.900 azioni.

A seguito della sottoscrizione delle azioni assegnate gratuitamente, il capitale sociale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2001 è pari a 4.001.259.476 euro, rappresentato da n. 4.001.259.476 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, con esclusione delle azioni emesse il 2 gennaio 2002 a fronte dei 388.200 diritti esercitati nel 2001. Alla stessa data il capitale sociale è pari a 4.001.647.676 euro.

Stock option

Al fine di dotare l'Eni SpA di un efficace strumento gestionale di incentivazione, l'Assemblea del 2 agosto 2000 ha attribuito al Consiglio di amministrazione la facoltà, da esercitarsi entro il 31 dicembre 2000, di aumentare il capitale sociale a pagamento per l'ammontare massimo di 15 milioni di euro (pari a circa lo 0,375% del capitale sociale) mediante emissione fino a un massimo di 15 milioni di azioni ordinarie, godimento regolare, del valore nominale di 1 euro, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, ultimo comma, del codice civile e dell'art. 134, secondo e terzo comma, del D.Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998, da offrire in sottoscrizione ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[5] che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo individuate dal Consiglio di amministrazione, sulla base del sistema di valutazione dell'Eni SpA, a condizione che le medie aritmetiche dei prezzi ufficiali di borsa nei mesi di luglio 2001 e 2002 abbiano raggiunto i livelli prefissati dal Consiglio di amministrazione.

I diritti di sottoscrizione sono personali, indisponibili e intrasferibili inter vivos. In caso di cessazione consensuale del rapporto di lavoro, l'assegnatario conserva il diritto di esercitare entro sei mesi dal verificarsi dell'evento i diritti di sottoscrizione già esercitabili mentre quelli restanti si estinguono. L'Amministratore delegato dell'Eni SpA conserva il diritto di esercitare i diritti di sottoscrizione che gli sono stati assegnati fino al termine di sei mesi dalla data dell'Assemblea che approverà il bilancio di esercizio 2001 dell'Eni SpA. In caso di decesso dell'assegnatario, gli eredi conservano il diritto di esercitare entro sei mesi dal verificarsi dell'evento i diritti di sottoscrizione già esercitabili mentre quelli restanti si estinguono. In caso di recesso unilaterale dell'assegnatario dal rapporto di lavoro i diritti di sottoscrizione si estinguono.

Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per la liberazione delle azioni sottoscritte a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni sottoscritte.

Nell'esercizio della delega conferita dall'Assemblea del 2 agosto 2000, il Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA nell'adunanza del 26 settembre 2000 ha deliberato l'aumento del capitale sociale a pagamento fino a 15 milioni di euro mediante emissione di 15 milioni di azioni da offrire in opzione, al prezzo di 12,992 euro per azione (pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato telematico azionario nel mese precedente), ai dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo. Le opzioni sono esercitabili: (i) fino al 50% del loro numero dal 1° agosto 2001 al 31 luglio 2005 a condizione che la media aritmetica dei prezzi ufficiali di borsa del mese di luglio 2001 sia pari o superiore a 14,4 euro; (ii) fino al 100% del loro numero dal 1° agosto 2002 al 31 luglio 2005 a condizione che la media aritmetica dei prezzi ufficiali di borsa del mese di luglio 2002 sia pari o superiore a 16,8 euro. Il raggiungimento del livello minimo di quotazione prefissato per il 2002 rende esercitabili i diritti di sottoscrizione non esercitati per mancato raggiungimento del livello minimo di quotazione 2001. In applicazione del Piano, sono state offerte n. 14.369.500 opzioni per la sottoscrizione di un pari numero di azioni Eni del valore nominale di 1 euro, comprese le opzioni offerte all'Amministratore delegato e al Direttore generale.

La media aritmetica dei prezzi ufficiali di borsa del mese di luglio 2001 è stata di 13,877 euro; conseguentemente non è stato raggiunto il target prefissato.

(5) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

L'evoluzione del Piano 2000-2001 è la seguente:

(€)

	2000			2001		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato (1)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato (1)
Diritti esistenti al 1° gennaio	-	-	-	**14.369.500**	**12,992**	**13,870**
Nuovi diritti assegnati	14.369.500	12,992	12,992	-	-	-
Diritti esercitati nel periodo	-	-	-	-	-	-
Diritti scaduti nel periodo (2)	-	-	-	(2.337.500)	12,992	13,013
Diritti esistenti al 31 dicembre	**14.369.500**	**12,992**	**13,870**	**12.032.000**	**12,992**	**14,063**
Di cui: esercitabili al 31 dicembre	**-**			-		

(1) Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni assegnate, esercitate o scadute nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei valori di mercato delle azioni; il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 1° gennaio e al 31 dicembre.

(2) I diritti scaduti riguardano diritti non esercitabili, estinti a seguito di risoluzione consensuale, di recesso unilaterale del rapporto di lavoro e di decesso dell'assegnatario.

Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e al Direttore generale[6]

Ai sensi della dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12475 del 6 aprile 2000, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate gratuitamente agli amministratori e al Direttore generale in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti deliberati, rispettivamente, dall'Assemblea del 6 giugno 2000 e del 2 agosto 2000 descritti al punto precedente.

Stock grant

		Diritti assegnati nell'esercizio		
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Periodo di offerta in sottoscrizione	Numero di azioni offerte e sottoscritte nell'esercizio
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	37.800	07.06.2004-07.07.2004	-
Cao Stefano	Direttore generale	12.800	18.06.2004-18.07.2004	-

Stock option

		Diritti assegnati nell'esercizio			Azioni sottoscritte nell'esercizio	
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Prezzo di sottoscrizione (€)	Periodo di esercizio	Numero di azioni	Prezzo di sottoscrizione (€)
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	-			-	
Cao Stefano	Direttore generale	-			-	

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12475 del 6 aprile 2000, sono elencate nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore generale, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dal Direttore generale. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2001 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

(6) Le informazioni sono indicate anche nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA (nota n. 26).

Il numero delle azioni è indicato per ciascun soggetto e, nell'ambito, per società partecipata e per categoria di azione.

Cognome e nome	Società partecipate	Numero azioni possedute al 31.12.2000 (1)	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	**Numero azioni possedute al 31.12.2001**
Consiglio di amministrazione:					
Gros-Pietro Gian Maria	Eni SpA (3)	2.750	7.250		10.000
	Snam Rete Gas SpA (3)		2.000		2.000
Mincato Vittorio	Eni SpA	21.800			21.800
Clò Alberto	Eni SpA		1.050		1.050
	Italgas SpA		1.150		1.150
Colombo Umberto	Eni SpA (2)		1.650	1.650	
Costi Renzo	Eni SpA		26.700	26.700	
De Paoli Luigi	Eni SpA (3)	3.300	700		4.000
	Italgas SpA (3)	1.500	1.000	1.000	1.500
	Snam Rete Gas SpA		1.000		1.000
Collegio sindacale:					
Biscozzi Luigi	Eni SpA (3)	2.000	10.500	2.000	10.500
	Italgas SpA		5.000		5.000
	Snam Rete Gas SpA (2)		1.000		1.000
Silva Giorgio	Snam Rete Gas SpA		1.000		1.000
Direttore generale:					
Cao Stefano	Eni SpA	3.500			3.500
	Saipem SpA	13.300			13.300
	Snam Rete Gas SpA		1.000		1.000

(1) Il numero delle azioni Eni possedute al 31 dicembre 2000 è variato per effetto del raggruppamento di 2 azioni da 0,50 euro contro 1 azione da 1 euro intervenuto nel 2001.

(2) Possedute dal coniuge.

(3) Possedute anche dal coniuge.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale[7]

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate nel periodo di durata della carica agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale, ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12475 del 6 aprile 2000 sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2001 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

I compensi indicati sono individuati con riferimento a quelli soggetti a imposte sul reddito delle persone fisiche. Per gli amministratori e per il Direttore generale, dipendenti dell'Eni SpA, gli emolumenti per la carica sono rappresentati dalla retribuzione per prestazioni di lavoro dipendente.

(7) Le informazioni sono indicate anche nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA (nota n. 25).

(migliaia di €)

Soggetto	Descrizione carica		Emolumenti per la carica	Altri compensi (1)
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica		
Consiglio di amministrazione:				
Gros-Pietro Gian Maria	Presidente	01.01-31.12	896	3
Mincato Vittorio (2)	Amministratore delegato	01.01-31.12	1.016	-
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Ciò Alberto	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Colombo Umberto	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	62	1
De Paoli Luigi	Consigliere	01.01-31.12	62	3
Dragni Mario	Consigliere	01.01-01.10	46	1
Sapelli Giulio Marcello	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Siniscalco Domenico	Consigliere	30.10-31.12	11	
Collegio sindacale:				
Monorchio Andrea	Presidente	01.01-31.12	77	4
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	25 (3)
Ducdo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	39 (4)
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	25 (5)
Sica Mario	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	36 (6)
Direttore generale:				
Cao Stefano (2)		01.01-31.12	500	

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

(2) Gli emolumenti non comprendono le stock grant assegnate (37.800 e 12.800, rispettivamente all'Amministratore delegato e al Direttore generale indicate in precedenza).

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

(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno dal 21 febbraio 2001.

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

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

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 2.619 mila euro e a 1.939 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2001 e 2000, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 312 mila euro e 311 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2001 e 2000 (art. 2427, n. 16 del codice civile). Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché 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.

Introduzione della moneta unica europea

L'Eni SpA svolge attività significative nell'ambito dell'Unione Europea e l'unificazione monetaria europea probabilmente influirà su queste attività. Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche, l'Eni SpA ha trasformato i sistemi contabili e ha adeguato i propri sistemi operativi alle transazioni in euro. Dal 1° gennaio 2001, e quindi in anticipo di un anno rispetto al termine di legge, l'Eni SpA ha adottato nelle proprie transazioni l'euro quale moneta di conto e a tal fine ha dato le opportune indicazioni ai propri fornitori, clienti e, in generale, a tutte le parti con cui intrattiene i rapporti. I costi per la conversione in euro dei sistemi contabili e operativi ammontano a circa 11 milioni di euro. Al momento la contabilizzazione delle transazioni in euro è pienamente operativa e allo stato attuale delle conoscenze l'Eni SpA non prevede di dover affrontare problemi particolari.

Azioni proprie e di società controllanti

L'Assemblea degli azionisti dell'Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il 1° giugno 2001 la prosecuzione del programma di acquisto, fino a un massimo di 400 milioni di azioni proprie del valore nominale di 1 euro e comunque entro l'ammontare massimo di 3,4 miliardi di euro. Entrambi i limiti sono comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (69,9 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro per un costo di 934 milioni di euro).

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 26 marzo 2002 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (€)	Costo complessivo (milioni di €)	Capitale sociale (%)
Anno 2000	44.381.500	12,924	574	1,11
Anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
Al 31 dicembre 2001	**154.380.826**	**13,394**	**2.068**	**3,86**
1° gennaio-26 marzo 2002 (1)	5.093.309	14,725	75	0,13
Al 26 marzo 2002	**159.474.135**	**13,436**	**2.143**	**3,99**

(1) Al netto di 3 azioni date in cambio di altrettante azioni Snam, come da delibera dell'Assemblea degli azionisti del 1° giugno 2001.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si evidenzia che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 1° febbraio 2002 (data di efficacia della fusione per incorporazione della Snam SpA) l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale, 82.

Informativa ai sensi della deliberazione n. 61 dell'11 maggio 1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Eni SpA ha prodotto direttamente nel corso del 2001 energia elettrica destinata alla vendita attraverso l'utilizzo di due centrali di cogenerazione con una potenza installata complessiva di 20 megawatt. Le centrali di cogenerazione, ubicate in Molise, utilizzano come combustibile il gas associato a basso contenuto calorico prodotto dal campo di Torrente Tona (Eni SpA 100%).

Nel 2001 la produzione disponibile alla vendita è stata di oltre 128 milioni di chilowatt ed è stata venduta integralmente all'Enel SpA con un fatturato pari a 14 milioni di euro.

Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla deliberazione dell'Autorità n. 61 dell'11 maggio 1999 e successive modificazioni, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile di Eni SpA per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2001.

Come previsto per i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica le attività dell'Eni SpA sono state suddivise tra "produzione di energia elettrica" e "altre attività".

I criteri adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale e del conto economico sono state ripartite secondo il criterio guida dei centri di costo desunti dalla contabilità.

Stato patrimoniale al 31.12.2001 ripartito per attività

(milioni di €)

	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
Immobilizzazioni immateriali		200	200			200
Totale		**200**	**200**			**200**
Immobilizzazioni materiali:						
terreni e fabbricati		48	48			48
impianti e macchinario	15	1.252	1.267			1.267
attrezzature industriali e commerciali		4	4			4
altri beni		11	11			11
immobilizzazioni in corso e acconti		518	518			518
Totale	**15**	**1.833**	**1.848**			**1.848**
Immobilizzazioni finanziarie:						
partecipazioni					12.921	12.921
crediti:		45	45			45
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		28	28			28
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		12	12			12
		40	40			40
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		3	3			3
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2	2			2
		5	5			5
azioni proprie					2.068	2.068
Totale		**45**	**45**		**14.989**	**15.034**
Totale immobilizzazioni	**15**	**2.078**	**2.093**		**14.989**	**17.082**

(milioni di €)

	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Attivo circolante:						
Rimanenze		67	67			67
Totale		**67**	**67**			**67**
Crediti:						
verso clienti:	3	178	181			181
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	3	178	181			181
verso imprese controllate:		409	409			409
- finanziari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		3	3			3
- altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		406	406			406
verso imprese collegate:		7	7			7
- finanziari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		6	6			6
- altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		1	1			1
verso altri:		1.454	1.454			1.454
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		622	622			622
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		832	832			832
Totale	**3**	**2.048**	**2.051**			**2.051**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					366	366
Totale					**366**	**366**
Disponibilità liquide					140	140
Totale					**140**	**140**
Totale attivo circolante	**3**	**2.115**	**2.118**		**506**	**2.624**
Ratei e risconti		33	33			33
TOTALE ATTIVO	**18**	**4.226**	**4.244**		**15.495**	**19.739**

(milioni di €)

	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
PASSIVO						
Patrimonio netto					15.375	15.375
Totale					**15.375**	**15.375**
Fondi per rischi e oneri		904	904			904
Totale		**904**	**904**			**904**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**60**	**60**			**60**
Debiti:						
obbligazioni:					1.016	1.016
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					1.016	1.016
debiti verso banche:					374	374
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					329	329
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					45	45
debiti verso altri finanziatori:					41	41
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					41	41
acconti:		32	32			32
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		32	32			32
debiti verso fornitori:	3	297	300			300
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	3	261	264			264
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		36	36			36
debiti verso imprese controllate:		1.216	1.216			1.216
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		994	994			994
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		222	222			222
debiti verso imprese collegate:		59	59			59
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		59	59			59
debiti tributari:		225	225			225
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		225	225			225
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		17	17			17
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		16	16			16
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		1	1			1
altri debiti:		43	43			43
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		43	43			43
Totale	**3**	**1.889**	**1.892**		**1.431**	**3.323**
Ratei e risconti		77	77			77
TOTALE PASSIVO	**3**	**2.930**	**2.933**		**16.806**	**19.739**

Conto economico 2001 ripartito per attività

(milioni di €)

	Produzione	Altre attività	Totale	Elisioni	Non attribuito	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	14	3.960	3.974	(6)		3.968
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		146	146			146
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(2)	(2)			(2)
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		114	114			114
altri ricavi e proventi:		103	103			103
. contributi in conto esercizio		1	1			1
. altri		102	102			102
Totale	**14**	**4.321**	**4.335**	**(6)**		**4.329**
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(6)	(235)	(241)	6		(235)
per servizi	(3)	(606)	(609)			(609)
per godimento di beni di terzi		(284)	(284)			(284)
per il personale:		(303)	(303)			(303)
- salari e stipendi		(214)	(214)			(214)
- oneri sociali		(71)	(71)			(71)
- trattamento di fine rapporto		(17)	(17)			(17)
- altri costi		(1)	(1)			(1)
ammortamenti e svalutazioni:	(2)	(763)	(765)			(765)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		(138)	(138)			(138)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(2)	(620)	(622)			(622)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		(2)	(2)			(2)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		(3)	(3)			(3)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo		(18)	(18)			(18)
accantonamenti per rischi		(1)	(1)			(1)
altri accantonamenti		(76)	(76)			(76)
oneri diversi di gestione		(97)	(97)			(97)
Totale	**(11)**	**(2.383)**	**(2.394)**	**6**		**(2.388)**
Differenza tra valore e costi della produzione	**3**	**1.938**	**1.941**		**1.941**	**1.941**
Proventi e oneri finanziari					2.261	2.261
Totale					**2.261**	**2.261**
Rettifiche di valore di attività finanziarie					(1.794)	(1.794)
Totale delle rettifiche					**(1.794)**	**(1.794)**
Proventi e oneri straordinari					79	79
Totale delle partite straordinarie					**79**	**79**
Risultato prima delle imposte					**2.487**	**2.487**
imposte sul reddito dell'esercizio					(237)	(237)
Utile dell'esercizio					**2.250**	**2.250**

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 30 gennaio 2002 sono stati stipulati gli atti di fusione nell'Eni SpA della Snam SpA e della Somicem SpA, la cui incorporazione era stata deliberata dall'Assemblea del 28 maggio 2001. Dal 1° febbraio, data di efficacia della fusione, è operativa la Divisione G & P (Gas and Power) alla quale è affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica in Italia e all'estero; Luciano Sgubini ne è il Direttore generale. Con la fusione della Snam SpA è stata portata a compimento, come a suo tempo annunciato al mercato, la seconda importante fase del processo di divisionalizzazione dell'Eni SpA volto a conseguire la semplificazione dell'assetto partecipativo, la riduzione dei costi e la maggiore efficienza nella gestione delle attività mediante la riduzione dei livelli decisionali e il rafforzamento dell'integrazione strategica e operativa.

In data 6 marzo 2002, nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio, è stato concluso l'accordo con la TotalFinaElf Italia SpA per la cessione della quota di partecipazione del 25% posseduta nella concessione Gorgoglione, in Basilicata, dove è ubicato il giacimento di Tempa Rossa. L'efficacia dell'accordo è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità competenti.

Evoluzione prevedibile della gestione

Nel quadriennio 2002-2005 sono previsti investimenti nell'attività di esplorazione e sviluppo in Italia per oltre 1.900 milioni di euro.

L'attività esplorativa nel 2002 sarà orientata prevalentemente su temi di ricerca a gas privilegiando la ricerca con l'ottica di reintegrare il più possibile le riserve prodotte e di ridurre il time to market. La ricerca a olio prevede una riduzione del rischio medio senza eliminare alcuni progetti ad alto rischio ma con rilevanti riserve attese (esplorazione profonda in Val Padana).

L'attività di sviluppo è focalizzata al mantenimento del livello di produzione contrastando il declino dei campi in esercizio con priorità ai progetti di ottimizzazione dei campi esistenti che possono garantire un anticipo di produzione.

Nell'attività di sviluppo nel corso del 2002 sarà messo in produzione il nuovo campo di Calipso e all'inizio 2003 quello di Naide.

Si prevede che la produzione di idrocarburi nel 2002 registrerà un aumento del 2,6% rispetto al 2001 a seguito, in particolare, della produzione a regime della Val d'Agri, dall'entrata in produzione dei nuovi campi, dal maggiore contributo del campo Emilio entrato in produzione a fine 2001 e dagli interventi sui campi di Davide, Porto Corsini MW, Barbara C, Arianna e Villafortuna/Trecate.

Proseguiranno le azioni volte a ridurre i costi fissi e i costi di produzione.

STATO PATRIMONIALE

(€)

		31.12.2000	31.12.2001
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di ricerca e di sviluppo			
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		12.804.405	16.474.401
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		147.348.227	175.886.477
avviamento			2.295.217
immobilizzazioni in corso e acconti		10.090.788	25.351.305
altre		18.075.804	19.982.999
Totale		**188.319.224**	**199.990.999**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		57.426.133	48.415.829
impianti e macchinario		1.207.582.075	1.267.243.543
attrezzature industriali e commerciali		3.201.948	3.900.618
altri beni		17.050.461	10.841.075
immobilizzazioni in corso e acconti		861.887.655	517.908.896
Totale		**2.147.148.272**	**1.848.045.967**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:		9.966.652.544	12.921.041.383
- imprese controllate		*9.701.972.742*	*12.804.849.328*
- imprese collegate		*261.121.995*	*112.111.008*
- altre imprese		*3.557.807*	*4.081.047*
crediti:		774.676.971	44.640.279
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*758.726.700*	*27.931.857*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*15.950.271*	*11.943.853*
		774.676.971	39.875.710
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			3.443.046
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			1.721.523
			5.164.569
azioni proprie		573.571.467	2.062.808.820
valore nominale complessivo di 154.380.826 euro			
Totale		**11.314.900.982**	**15.033.490.479**
Totale immobilizzazioni		**13.650.368.478**	**17.081.527.445**

(€)

		31.12.2000	31.12.2001
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		61.561.522	41.[illegible]439
lavori in corso su ordinazione		7.064.145	4.447.938
prodotti finiti		134.268.561	21.[illegible]251
Totale		**202.894.228**	**67.355.626**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:		117.226.794	181.140.813
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*117.226.794*	*181.140.813*
verso imprese controllate:		858.030.874	407.841.108
- finanziari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			2.560.026
- altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*858.027.724*	*405.277.032*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.150*	*3.150*
verso imprese collegate:		6.406.690	1.300.947
- finanziari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*6.406.690*	*5.981.026*
- altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*1.619.921*
verso controllanti:		253.119	33.506
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*253.119*	*33.506*
verso altri:		1.218.720.332	1.494.931.451
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*223.991.669*	*622.004.086*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*994.728.663*	*832.587.365*
Totale		**2.200.637.809**	**2.050.907.875**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
altri titoli		735.658.000	365.658.000
Totale		**735.658.000**	**365.658.000**
Disponibilità liquide:	*(nota n. 7)*		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		2.750.874.679	139.486.619
danaro e valori in cassa		235.229	291.308
Totale		**2.751.109.908**	**139.779.827**
Totale attivo circolante		**5.890.299.945**	**2.623.701.328**
Ratei e risconti:	*(nota n. 8)*		
disaggio su prestiti		1.377.600	1.231.600
ratei e altri risconti		60.083.962	82.483.812
TOTALE ATTIVO		**19.602.129.985**	**19.736.944.265**

(€)

		31.12.2000	31.12.2001
PASSIVO			
Patrimonio netto:	*(nota n. 9)*		
Capitale		*4.132.760.851*	*4.001.259.476*
Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000		*875.388.394*	*875.388.394*
Riserva legale		*826.550.807*	*906.253.443*
Riserva per azioni proprie in portafoglio		*573.571.467*	*2.067.809.830*
Altre riserve:		4.950.900.566	5.222.229.360
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.826.428.533*	*1.332.139.139*
- riserva disponibile		*1.855.704.941*	*3.512.941.836*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67		*84.086.675*	*84.086.675*
- riserva art. 14 legge n. 342/2000		*73.411.595*	*73.455.881*
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/86		*32.420.287*	*32.420.287*
- conferimenti legge n. 41/86		*28.516.434*	*32.328.687*
- conferimenti legge n. 730/83		*20.083.016*	*20.083.016*
- conferimenti legge n. 749/85		*8.864.466*	*8.864.466*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83		*19.181.207*	*19.181.207*
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		*2.059.010*	*3.417.793*
- riserva ex art. 13 D.Lgs. n. 124/93		*144.402*	*231.906*
- riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR			*103.026.329*
Utile dell'esercizio		*3.426.368.367*	*2.250.427.481*
Totale		**14.785.540.452**	**15.375.367.274**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
per imposte		35.609.528	35.609.528
altri		1.208.228.270	868.770.764
Totale		**1.243.837.898**	**904.380.392**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	*(nota n. 11)*	**55.995.998**	**60.486.842**

(€)

		31.12.2000	31.12.2001
Debiti:	*(nota n. 12)*		
obbligazioni:		1.016.456.899	1.016.456.899
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.016.456.899*	*1.016.456.899*
debiti verso banche:		132.915.732	373.685.344
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*59.427.128*	*329.659.481*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*73.488.604*	*44.025.863*
debiti verso altri finanziatori:		30.625.289	41.183.035
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*8.696.997*	
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*21.928.292*	*41.183.035*
acconti:		39.982.943	32.013.018
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*39.982.943*	*32.013.018*
debiti verso fornitori:		338.079.962	300.580.381
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*295.003.659*	*264.370.508*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*43.076.303*	*36.209.873*
debiti verso imprese controllate:		839.238.742	1.235.738.884
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*406.158.776*	*994.171.353*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*433.079.966*	*241.567.531*
debiti verso imprese collegate:		77.500.933	58.415.541
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*77.500.933*	*58.415.541*
debiti tributari:		881.482.846	224.930.680
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*881.482.846*	*224.930.680*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		18.287.170	16.228.298
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*17.501.679*	*15.692.346*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*785.491*	*535.952*
altri debiti:		60.747.298	42.839.804
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*60.747.298*	*42.839.804*
Totale		**3.435.317.814**	**3.322.071.484**
Ratei e risconti	*(nota n. 13)*	81.437.823	76.638.273
TOTALE PASSIVO		**19.602.129.985**	**19.738.944.265**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(€)

		31.12.2000	31.12.2001
GARANZIE	*(nota n. 14)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		5.972.063.062	6.654.535.369
di altri		1.209.316	1.209.316
Totale		**5.973.272.378**	**6.655.744.685**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		4.586.555.839	5.196.386.229
proprio per crediti ceduti		371.234.295	371.234.295
proprio per crediti acquistati		87.994.573	104.077.937
proprio per buona esecuzione lavori		46.152.775	48.334.144
proprio per altre garanzie		1.309.416	1.111.381
di altri		1.492.597	1.492.597
		5.094.739.495	**5.692.641.659**
TOTALE GARANZIE		**11.068.011.873**	**12.348.386.344**
ALTRI CONTI D'ORDINE	*(nota n. 15)*		
Impegni:			
locazioni finanziarie		190.068.438	58.408.156
contratti derivati di copertura su interessi		206.582.760	
altri impegni		806.843.359	617.210.401
		1.203.494.557	**672.618.556**
Rischi:			
beni di terzi in custodia		82.079.946	
altri		27.735.357	27.735.357
		109.815.303	**27.735.357**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**1.313.309.860**	**700.353.913**

CONTO ECONOMICO

(€)

		2000	2001
Valore della produzione:	*(nota n. 16)*		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		3.921.944.778	3.968.253.533
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		25.809.026	146.296.033
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		5.020.486	(2.616.206)
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		129.827.648	114.065.804
altri ricavi e proventi:		98.517.144	102.599.699
. contributi in conto esercizio		*3.186.770*	*831.006*
. altri		*95.330.374*	*101.768.693*
Totale		**4.181.119.082**	**4.328.598.927**
Costi della produzione:	*(nota n. 17)*		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(208.161.095)	(235.301.216)
per servizi		(539.965.522)	(608.836.012)
per godimento di beni di terzi		(283.965.269)	(283.788.415)
per il personale:		(307.802.582)	(341.746.333)
- salari e stipendi		*(217.901.152)*	*(243.650.883)*
- oneri sociali		*(73.942.357)*	*(70.902.250)*
- trattamento di fine rapporto		*(15.255.853)*	*(16.672.467)*
- altri costi		*(703.220)*	*(520.740)*
ammortamenti e svalutazioni:		(1.120.503.655)	(1.169.718.534)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(193.931.597)*	*(137.950.473)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(923.476.780)*	*(922.176.842)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni			*(2.496.000)*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(3.095.278)*	*(3.095.279)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo		(21.120.702)	(17.884.390)
accantonamenti per rischi			(1.213.674)
altri accantonamenti		(75.511.566)	(75.630.895)
oneri diversi di gestione		(38.469.703)	(97.084.620)
Totale		**(2.595.500.194)**	**(2.387.194.155)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**1.585.618.888**	**1.941.404.772**

(€)

		2000	2001
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*		
proventi da partecipazioni:		2.658.283.043	2.231.884.639
. da imprese controllate		*2.653.152.022*	*2.231.546.379*
. da altri		*5.131.021*	*338.260*
altri proventi finanziari:		230.708.831	170.257.724
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:			
. da imprese controllate		*36.252.576*	*26.902.070*
. da imprese collegate		*10*	
. da altri		*1.672.342*	*52.253*
		37.924.928	26.954.323
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*34.208.613*	*38.770.264*
- proventi diversi dai precedenti:			
. da imprese controllate		*117.519.142*	*71.873.129*
. da controllanti		*441.028*	*137.752*
. da altri		*40.615.120*	*35.503.276*
		158.575.290	104.533.157
interessi e altri oneri finanziari:		(92.530.436)	(141.781.777)
. verso imprese controllate		*(23.102.280)*	*(62.301.467)*
. verso imprese collegate		*(12.249)*	
. verso altri		*(69.415.907)*	*(79.780.310)*
Totale		**2.796.461.438**	**2.261.170.586**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 19)*		
rivalutazioni:		41.960	14.875.272
- di partecipazioni		*41.960*	*875.272*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni			*14.000.000*
svalutazioni:		(298.602.563)	(1.808.723.638)
- di partecipazioni		*(298.602.563)*	*(1.808.723.638)*
Totale delle rettifiche		**(298.560.603)**	**(1.793.848.366)**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 20)*		
proventi		7.193.259	106.433.757
oneri		(54.990.679)	(27.114.589)
Totale delle partite straordinarie		**(47.797.420)**	**79.319.168**
Risultato prima delle imposte		**4.035.722.303**	**2.488.046.160**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 21)*	(609.353.936)	(237.618.679)
Utile dell'esercizio		**3.426.368.367**	**2.250.427.481**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	2000	2001
Utile dell'esercizio	3.426	2.256
Appendice fiscale	616	288
Ammortamenti	492	472
Svalutazioni (rivalutazioni)	296	1.800
Variazioni fondi per rischi e oneri	74	(240)
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	5	7
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	12	57
Minusvalenze (plusvalenze) e perdite (recuperi) su crediti per disinvestimenti		(27)
Dividendi	(2.658)	(2.173)
Interessi attivi	(209)	(153)
Interessi passivi	82	106
Differenze di cambio non realizzate		
Oneri (proventi) straordinari	48	(79)
Imposte sul reddito	609	238
Proventi per imposte anticipate nette		
Altre rettifiche		
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	2.793	2.543
Variazioni:		
- rimanenze	(10)	(126)
- crediti commerciali e diversi	(363)	348
- ratei e risconti attivi	1	38
- titoli		427
- debiti commerciali e diversi	111	19
- ratei e risconti passivi	28	
Flusso di cassa del risultato operativo	2.560	3.176
Dividendi incassati	2.658	2.173
Interessi incassati	142	141
Interessi pagati	(60)	(106)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	4	85
Imposte sul reddito pagate	(258)	(1.206)
Imposte rimborsate e crediti di imposta ceduti	16	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**5.062**	**4.263**

(milioni di €)

	2000	2001
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(184)	(148)
- immobilizzazioni materiali	(507)	(402)
- partecipazioni	(759)	(4.100)
- titoli		
- crediti finanziari	(500)	(14)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	58	(122)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.892)	(5.476)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	3	5
- partecipazioni		1
- titoli		
- crediti finanziari	536	749
Flusso di cassa dei disinvestimenti	539	755
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.353)**	**(4.721)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	707	1.100
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(130)	(90)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(102)	(9)
Conferimenti dello Stato - Apporti di capitale	4	4
Dividendi pagati	(1.446)	(1.664)
Acquisto di azioni proprie	(574)	(1.494)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.541)**	**(2.153)**
Flusso di cassa netto del periodo	**2.168**	**(2.611)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**583**	**2.751**
Disponibilità liquide a fine periodo	**2.751**	**140**

OPERAZIONI RELATIVE ALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO CHE NON HANNO COMPORTATO FLUSSI DI CASSA

	(milioni di €)
Conferimento ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA	**2001**
Attività a lungo termine:	
Immobilizzazioni immateriali	2
Immobilizzazioni materiali	148
	150
Attività a breve termine:	
Rimanenze	26
Altre attività	32
	298
Passività a lungo termine:	
Fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie	(87)
Altri fondi	(96)
Passività finanziarie	(188)
	(372)
Passività a breve termine:	
Debiti commerciali e diversi	(2)
Altre passività	(4)
	(6)
Effetto netto del conferimento	70
Partecipazione acquisita	70

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2001 è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standard Board. Poiché 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.

Gli schemi di bilancio sono stati redatti in euro; le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

In applicazione del D.Lgs. n. 127/91 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono indicati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I costi relativi all'attività di ricerca esplorativa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, etc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto a partire dall'entrata in produzione del giacimento perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo, i beni sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate. Per questi beni, al fine di conseguire benefici fiscali, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

I costi connessi alle licenze d'uso e a migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione sono ammortizzati in quote costanti nel periodo di durata delle licenze e delle locazioni, non superiore comunque a cinque anni. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione e comunque per un periodo non superiore a cinque anni a eccezione di quelle strettamente correlate con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili per le quali si utilizza il metodo dell'unità di prodotto.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a quindici anni a partire da quello di iscrizione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a finanziamenti di scopo relativi al periodo di realizzazione del bene.

Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo di idrocarburi (perforazione di pozzi di sviluppo e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Le altre immobilizzazioni materiali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero dell'economia e delle finanze.

	Percentuale annua per i beni acquistati fino al 1988	Percentuale annua per i beni acquistati dal 1989
Terreni e fabbricati	da 5 a 10	da 5 a 10
Impianti e macchinario	da 8 a 25	da 7,5 a 22,5
Altri pozzi e impianti di sfruttamento	15	da 7,5 a 15
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 20	da 12 a 25

Al fine di conseguire benefici fiscali, sono rilevati in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici ulteriori ammortamenti, entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate previste dalla normativa fiscale. Per gli stessi motivi, i beni di valore inferiore a un milione di lire sono integralmente imputati a conto economico. Gli ammortamenti eccedenti, con esclusione di quelli anticipati rilevati dopo l'esercizio 1998, sono iscritti a rettifica delle immobilizzazioni materiali. A partire dall'esercizio 1999 gli ammortamenti anticipati sono accantonati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, senza transitare nel conto economico. (La parte della riserva costituita con l'attribuzione dell'utile relativo all'esercizio 1999 è stata riclassificata alla "Riserva art. 14 legge n. 342/2000" a seguito dell'esercizio dell'opzione per il riallineamento dei valori fiscali a quelli civilistici mediante l'assolvimento dell'imposta sostitutiva del 19%).

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni sono iscritte al costo, incrementato delle rivalutazioni operate in applicazione di leggi specifiche.

Il costo è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché dei relativi piani pluriennali, ove disponibili. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio. Il costo è determinato applicando il metodo LIFO a scatti annuali.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. n. 127/91, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Le azioni proprie sono valutate al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

Attivo circolante

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo. Le configurazioni di costo adottate sono le seguenti:

- per i prodotti finiti (gas naturale, greggi e condensati) viene utilizzato il costo industriale di produzione applicando il metodo LIFO a scatti annuali;
- per le materie prime, sussidiarie e di consumo il costo è determinato con il metodo del "costo medio di acquisto ponderato per movimento";
- per i materiali riutilizzabili il costo è determinato in relazione alla possibilità di reimpiego nei limiti del costo di riacquisto ridotto del degrado.

Le svalutazioni effettuate non vengono mantenute se nei successivi esercizi ne vengono meno i motivi.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

Al fine di conseguire benefici fiscali, in esercizi precedenti sono state effettuate svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tener conto del presumibile valore di realizzazione dei crediti finanziari, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti in euro applicando il cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, il cambio a pronti definito nei contratti. Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, i crediti e debiti non sono adeguati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto nella determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale; conseguentemente non vengono rilevate eventuali differenze attive nette di cambio.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo LIFO, e il valore di mercato. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Ratei e risconti

I ratei e i risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi comuni a due o più esercizi.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo abbandono pozzi accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito; i costi sono stanziati annualmente in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

L'Eni SpA versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti non gestite dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi alle organizzazioni dei lavoratori sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Garanzie personali e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata, con esclusione delle garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono iscritte soltanto se concesse su debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per quelle in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

Ricavi e costi

I ricavi e i costi sono imputati a conto economico secondo il criterio della competenza economica e nel rispetto del principio della prudenza. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti e abbuoni, nonché delle imposte direttamente connesse.

Il momento del riconoscimento dei ricavi coincide per il gas naturale con l'immissione nella rete di distribuzione di proprietà del vettore; per gli idrocarburi liquidi al momento del caricamento sui mezzi di trasporto (salvo diverse disposizioni contrattuali). I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti quando il servizio è reso e non sussistono incertezze di rilievo sull'esistenza e sull'ammontare del corrispettivo.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attivo circolante - crediti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse e dei cambi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta se attribuibili a esse in modo specifico; diversamente concorrono alla determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale come indicato al punto "Crediti e debiti". I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive e sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione.

Riclassifica delle voci di bilancio

Nell'esercizio 2001 le attività per imposte sul reddito anticipate nette sono state classificate nella voce dell'attivo circolante "Crediti verso altri - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" anziché nella voce dei ratei e risconti dell'attivo patrimoniale "Ratei e altri risconti". A seguito di questa modifica è stato coerentemente riclassificato l'importo relativo alle imposte anticipate nette relativo all'esercizio 2000 di 443 milioni di euro.

NOTE AL BILANCIO E ALTRE INFORMAZIONI

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti	Valore netto al 31.12.2001	Fondo ammortamento al 31.12.2001
Costi di ricerca e sviluppo		106		(106)		
Diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	13	17	(1)	(13)	16	207
Concessioni e licenze	147	2		(13)	136	45
Avviamento		3		(1)	2	1
Immobilizzazioni in corso e acconti	10	15			25	
Altre	18	8		(5)	21	23
	188	**151**	**(1)**	**(138)**	**200**	**276**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi.

I *diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 16 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *concessioni e licenze* di 136 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (76 milioni di euro) e Caldarosa (43 milioni di euro), quest'ultimo entrato in produzione nell'esercizio 2001. L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, nell'esercizio si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata (gli ammortamenti eccedenti ammontano al 31 dicembre 2001 a 3 milioni di euro).

L'*avviamento* di 2 milioni di euro riguarda l'acquisto del ramo d'azienda "Approvvigionamento beni e servizi" dall'AgipPetroli SpA.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* ammontano a 25 milioni di euro e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 21 milioni di euro riguardano i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione e gli importi versati (14 milioni di euro) alla regione Basilicata sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa e connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri. L'ammortamento è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto. La riduzione di 1 milione di euro deriva dal conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	**Valore netto al 31.12.2001**	**Fondi ammortamento e svalutazione al 31.12.2001**
Terreni e fabbricati	57	9	(11)	(7)	48	91
Impianti e macchinario	1.208	718	(50)	(609)	1.267	6.844
Attrezzature industriali e commerciali	3	3		(2)	4	45
Altri beni	17	2	(2)	(6)	11	37
Immobilizzazioni in corso e acconti	862	200	(544)		518	
	2.147	**932**	**(607)**	**(624)**	**1.848**	**7.057**

(1) Di cui 284 riferiti al fondo svalutazione.

I decrementi di 607 milioni di euro includono il conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA (60 milioni di euro) e l'effetto netto (41 milioni di euro) derivante dall'accordo di preunificazione delle concessioni Grumento Nova, Volturino (in parte) e Caldarosa, stipulato con la Enterprise Oil Italiana SpA.

I fondi ammortamento e svalutazione di 7.057 milioni di euro comprendono ammortamenti stanziati per ottenere benefici fiscali per 814 milioni di euro. Nell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	Stanziamenti	Decrementi	**Valore al 31.12.2001**
Terreni e fabbricati				
Impianti e macchinario	618	322	(126)	814
Attrezzature industriali e commerciali				
Altri beni				
	618	**322**	**(126)**	**814**

Il decremento del fondo ammortamento stanziato per ottenere benefici fiscali riguarda il conferimento a Stoccaggi Gas Italia SpA (87 milioni di euro), gli ammortamenti riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito (c.d. "rigiro"), nonché le cessioni, le radiazioni e le svalutazioni (39 milioni di euro).

Impianti e macchinario

(milioni di €)

	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.2001**
Saldo iniziale	**8.087**	**(6.597)**	**(282)**	**1.208**
Movimenti dell'esercizio:				
Incrementi per:				
- acquisizioni	287			287
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	431			431
Decrementi per:				
- ammortamenti		(607)		(607)
- svalutazioni			(2)	(2)
- cessioni e radiazioni	(694)	644		(50)
Saldo finale	**8.111**	**(6.560)**	**(284)**	**1.267**

Gli *impianti e macchinario* di 1.267 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impianti per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi.

Immobilizzazioni in corso e acconti

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (518 milioni di euro) riguardano in particolare il progetto Val d'Agri (228 milioni di euro) e interventi su pozzi a terra e a mare mirati al miglioramento della capacità produttiva (131 milioni di euro).

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576/75		Legge n. 413/91		Disavanzo di fusione		Legge n. 342/2000	
	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**
Immobilizzazioni materiali								
Terreni e fabbricati:								
- costo	1	1	26	20	10	7	3	3
- fondo ammortamento e svalutazione	(1)	(1)	(22)	(17)	(3)	(2)	(1)	(1)
	0	**0**	**4**	**3**	**7**	**5**	**2**	**2**
Impianti e macchinario:								
- costo	35	30			1.528	1.434	1.060	951
- fondo ammortamento e svalutazione	(35)	(30)			(1.528)	(1.434)	(582)	(869)
	0	**0**			**0**	**0**	**478**	**82**
Attrezzature industriali e commerciali:								
- costo	..	..			2	2	1	1
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(2)	(2)	(1)	(1)
	0	**0**			**0**	**0**	**0**	**0**
Altri beni:								
- costo	..	..			9	7	5	5
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(9)	(7)	(4)	(5)
	0	**0**			**0**	**0**	**1**	**0**
Immobilizzazioni immateriali								
Concessioni:								
- costo							12	12
- fondo ammortamento e svalutazione							(1)	(3)
	0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11**	**9**
Totale								
- costo	36	31	26	20	1.549	1.450	1.081	972
- fondo ammortamento e svalutazione	(36)	(31)	(22)	(17)	(1.542)	(1.438)	(589)	(881)
	0	**0**	**4**	**3**	**7**	**12**	**492**	**91**

La colonna "Disavanzo di fusione" riguarda la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Aumenti di capitale sociale	Acquisizioni	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.2001**
Partecipazioni in:					
- imprese controllate	9.701	4.647	62	(1.605)	12.805
- imprese collegate	262	54		(204)	112
- altre imprese	4				4
	9.967	**4.701**	**62**	**(1.809)**	**12.921**

Gli aumenti di capitale sociale delle imprese controllate riguardano in particolare l'Agip Investments Plc (3.883 milioni di euro), l'Agip Petroleum Co Ltd (386 milioni di euro), l'Agip Exploration BV (280 milioni di euro) e la Stoccaggi Gas Italia SpA (70 milioni di euro).

Gli aumenti di capitale delle imprese collegate riguardano l'Albacom SpA (54 milioni di euro).

Le acquisizioni hanno riguardato:

- l'acquisto dalla Hydrocarbons International Holding Co della partecipazione del 99,998% nell'Eni International Bank Ltd al prezzo di 57 milioni di euro, pari al valore nominale delle azioni;
- l'acquisto dalla Sofid SpA della partecipazione del 10% nella Somicem SpA al prezzo di 3 milioni di euro corrispondente al valore risultante da perizia predisposta da un professionista.

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 1.809 milioni di euro è indicata alla nota n. 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2001, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante delle presenti note.

Le partecipazioni sono esposte al netto del fondo svalutazione di 6.052 milioni di euro riguardante pressoché esclusivamente imprese controllate.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

Partecipazioni possedute

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2001	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.2001	Valore al patrimonio netto	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
					A	B	C=A-B	D	E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in: imprese controllate									
Agip SpA (1)	S. Donato Milanese	€	204.000,00	99,95000	..		..		..
Agip Exploration BV	Amsterdam	€	50.000.015,00	100,00000	202		202	202	
Agip International BV	Amsterdam	€	510.754.425,00	100,00000	1.917		1.917	5.939	4.022
Agip Investments Plc	Londra	GBP	2.400.050.000,00	99,99996	3.841		3.841	3.841	
Agip Medio Oriente SpA	S. Donato Milanese	€	824.000,00	99,00000	..		..	..	..
Agip Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000,00	100,00000	643		643	814	165
AgipPetroli SpA	Roma	€	944.280.000,00	100,00000	1.960		1.960	3.328	1.368
Centro Ocean. Mediter. ScpA	Palermo	€	6.192.000,00	88,48850	2		2	2	
Consorzio Eni Acqua (in liq.)	Roma	€	10.329,13	15,00000	..		..	..	..
EniChem SpA	S. Donato Milanese	€	2.295.000.000,00	70,10686	120		120	120	
EniComunicazione SpA	Roma	€	10.374.000,00	100,00000	6		6	6	
EniData SpA	S. Donato Milanese	€	16.770.000,00	15,00000	3		3	5	2
Enifin SpA	S. Donato Milanese	€	130.000.000,00	100,00000	253		253	275	22
Eni Corporate University SpA	S. Donato Milanese	€	3.360.000,00	100,00000	3		3	3	
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	57		57	58	1
Eni International Holding BV	Amsterdam	€	411.598.084,34	91,96325	1.102		1.102	2.038	936
EniPower SpA	S. Donato Milanese	€	289.697.850,00	67,63606	196		196	156	(42)
Eni Servizi Amministrativi SpA	S. Donato Milanese	€	12.000.000,00	60,00000	7		7	7	
EniSud SpA	Roma	€	28.421.796,00	55,00000	13		13	13	
EniTecnologie SpA	S. Donato Milanese	€	15.600.000,00	40,00000	7		7	7	
Eurosolare SpA	S. Donato Milanese	€	14.000.000,00	99,99950	13		13	13	
Padana Assicurazioni SpA	Milano	€	15.600.000,00	10,00000	2		2	13	11
Saipem SpA	Milano	€	440.237.300,00	13,16293	296		296	149	(147)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	€	2.080.000,00	100,00000	2		2	2	
Sieco SpA	S. Donato Milanese	€	13.427.419,08	15,00000	2		2	2	
Singea SpA (in liq.)	Roma	€	51.600.000,00	100,00000		19	(19)	(19)	
Snam SpA	S. Donato Milanese	€	1.128.400.000,00	99,999997	1.759		1.759	9.175	7.416
Snamprogetti SpA	S. Donato Milanese	€	103.200.000,00	80,00000	77		77	242	165
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Milanese	€	37.980.800,00	99,96413	36		36	76	40
Sofid SpA	Roma	€	85.537.498,80	77,43743	201		201	244	43
Somicem SpA	Ragusa	€	103.200,00	100,00000	3		3	30	27
Stoccaggi Gas Italia SpA (2)	S. Donato Milanese	€	152.205.500,00	99,27729	70		70	1.578	1.508
Tecnomare SpA	Venezia	€	2.064.000,00	45,00000	4		4	6	2
Weddec Plc	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..		..	..	..
					12.805	**19**	**12.786**	**28.325**	**15.539**

(milioni di €)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	**Valore di bilancio al 31.12.2001** A	Fondo copertura perdite B	**Valore netto al 31.12.2001** C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
imprese collegate									
Albacom SpA (3)	Milano	€	342.280.241,00	34,99999	108		108	108	
Consorzio S.E.T.	S. Martino T.	€	5.680.950,00	50,00000	2		2	2	
Thetis SpA	Venezia	€	6.288.955,55	26,44689	2		2	2	
					112		**112**	**112**	**7**
Totale imprese controllate e collegate					**12.917**	**19**	**12.898**	**28.437**	**15.539**
altre imprese									
Consorzio Elis Scrl	Roma	€	51.000,00	5,00000	..		..		
Consorzio Pisa Ricerche	Pisa	€	335.697,05	5,88235	..		..		
Consorzio Qualital	Pisa	€	135.000,00	6,66667	..		..		
Cristal Ltd	Hamilton	USD	120.000,00	0,00833	..		..		
Emittenti Titoli SpA	Milano	€	4.264.000,00	10,00000	..		..		
Mediotrade SpA	Roma	€	988.381,94	4,63574	..		..		
Norsea Pipeline Ltd	Londra	GBP	7.614.062,00	10,32333	1		1		
Sapir SpA	Ravenna	€	10.774.400,00	2,44097	..		..		
S.A.R.C.I.S. SpA (4)	Palermo	€	3.890.737,50	10,00000	1		1		
Simest SpA	Roma	€	164.646.231,88	1,30234	2		2		
Totale altre imprese					**4**		**4**		

(1) L'Agip SpA è stata costituita al fine di tutelare la denominazione sociale.

(2) Si riferisce al patrimonio netto della società al 31 dicembre 2001 corrispondente alla perizia dell'esperto nominato dal Presidente del tribunale di Milano, maggiorata del risultato del periodo 1.11.2001-31.12.2001.

(3) L'Albacom SpA chiude l'esercizio sociale il 31 marzo 2002. Il valore al patrimonio netto si basa sulla specifica situazione patrimoniale redatta dalla società al 31 dicembre 2001.

(4) L'ultimo bilancio di esercizio disponibile è quello al 31 dicembre 2000.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Saipem SpA, il cui valore di iscrizione di 296 milioni di euro, adeguato nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA al prezzo di cessione sul mercato di 75 milioni di azioni avvenuta nel marzo 1998 (5,11 euro per azione), è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 147 milioni di euro[1];
- EniPower SpA, il cui valore di iscrizione di 198 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 42 milioni di euro.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576/75		Legge n. 292/93		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**
Snam SpA			1.118	1.118		
AgipPetroli SpA					504	504
Saipem SpA	..	..			245	245
Eni International Holding BV			487	487		
Sofid SpA	1	1	141	141		
Snamprogetti SpA			8	8		
Somicem SpA	..					
	1	**1**	**1.754**	**1.754**	**749**	**749**

(1) Applicando le quotazioni medie del secondo semestre 2001 (5,648 euro per azione) il valore della partecipazione è superiore al valore di iscrizione di 31 milioni di euro.

La rivalutazione di cui alla legge n. 292/93 si riferisce alla determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. Il "Disavanzo di fusione" è relativo alla rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Incrementi	Riscossioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2001
Crediti verso imprese controllate	775		(750)	14	39
Crediti verso altri		5			5
	775	**5**	**(750)**	**14**	**44**

Il decremento dei crediti verso imprese controllate di 750 milioni di euro riguarda essenzialmente l'estinzione anticipata del finanziamento a lungo termine, concesso a Enifin SpA (732 milioni di euro).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 19 milioni di euro costituito dagli accantonamenti determinati nei limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. n. 917 del 29 dicembre 1986, al fine di conseguire benefici fiscali (la fiscalità latente, riguardante l'Irpeg, ammonta a 7 milioni di euro). Le rettifiche di valore di 14 milioni di euro riguardano l'utilizzo del fondo a beneficio del conto economico connesso alla riduzione dei crediti finanziari.

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000				Valore netto al 31.12.2001			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Crediti verso imprese controllate	16	759	775	518	12	27	39	1
Crediti verso altri					2	3	5	
	16	**759**	**775**	**518**	**14**	**30**	**44**	**1**

L'analisi dei *crediti verso imprese controllate* è la seguente:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	Valore al 31.12.2001
Snam Rete Gas Italia SpA		22
Enifin SpA	732	
Stoccaggi Gas Italia SpA		11
Italgas SpA	12	6
Sofid SpA	6	5
Napoletana Gas SpA	8	4
Snam SpA	50	
Fondo svalutazione crediti	(33)	(19)
	775	**39**

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie hanno carattere di investimento permanente. Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2001, sono state acquistate n. 109.999.326 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 2,75% del capitale sociale, per il corrispettivo di 1.494 milioni di euro (in media 13,58 euro per azione). Alla data del 31 dicembre 2001 l'Eni SpA ha in portafoglio n. 154.380.826 azioni proprie, pari al 3,86% del capitale sociale, per un costo di 2.068 milioni di euro (in media 13,45 euro per azione).

4) Attivo circolante - rimanenze

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000	Variazioni di esercizio	**Valore netto al 31.12.2001**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	52	(20)	32
Lavori in corso su ordinazione	7	(3)	4
Prodotti finiti	134	(113)	21
	203	**(136)**	**67**

Il decremento delle *rimanenze di prodotti finiti* riguarda per 117 milioni di euro il gas naturale ed è dovuto principalmente al conferimento alla controllata Stoccaggi Gas Italia SpA di 10,7 miliardi di metri cubi (con PCS 38.071 kilojoule per metro cubo). Al 31 dicembre 2001 le rimanenze di prodotti finiti sono costituite principalmente da greggio di produzione; le rimanenze di gas naturale nei campi di stoccaggio ammontano a 1 milione di euro.

5) Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.2000			**Valore netto al 31.12.2001**		
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)	Totale	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo (1)**	**Totale**
Crediti commerciali verso:						
- clienti	117		117	181		181
- imprese controllate	785		785	366		366
- imprese collegate	7		7	1		1
- altri	3		3	2		2
	912		**912**	**550**		**550**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari				2		2
. altri	73	..	73	40	..	40
- imprese collegate:						
. finanziari				6		6
- controllante	..		..	..		..
- altri (2)	221	995	1.216	620	833	1.453
	294	**995**	**1.289**	**668**	**833**	**1.501**

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

(2) I crediti per imposte anticipate nell'esercizio precedente erano esposti alla voce "Ratei e risconti attivi". La voce relativa all'esercizio precedente è stata opportunamente riclassificata.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 132 milioni di euro, riguardante essenzialmente i crediti di imposta (118 milioni di euro), che ha registrato un incremento di 3 milioni di euro per effetto dello stanziamento dell'esercizio.

I *crediti verso clienti* di 181 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti verso partner in joint venture nelle quali l'Eni SpA è operatore per attività svolte nel loro interesse; l'incremento di 64 milioni di euro è connesso ai crediti derivanti dall'accordo di preunificazione di concessioni in Basilicata stipulato con la Enterprise Oil Italiana SpA, parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti per la minore attività svolta.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 366 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale alla Snam SpA (172 milioni di euro) e dalla vendita di petrolio e condensati all'AgipPetroli SpA (56 milioni di euro). Il decremento di 410 milioni di euro è dovuto in particolare ai minori crediti verso Snam SpA per vendita gas e al conferimento del ramo di azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 42 milioni di euro riguardano essenzialmente gli indennizzi dovuti dalla Padana Assicurazioni SpA.

I *crediti diversi verso altri* di 1.453 milioni di euro riguardano i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato per 1.160 milioni di euro e i crediti per imposte anticipate per 263 milioni di euro. I crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato si analizzano come segue:

- crediti diversi: 55 milioni di euro relativi all'acconto per l'Iva di Gruppo versato nel dicembre 2001 ai sensi dell'art. 6 della legge n. 405/90;

- crediti di imposta: 1.105 milioni di euro, così composti:

	(milioni di €)
Crediti di imposta eccedenti le imposte dovute per il 2001	540
Crediti di imposta chiesti a rimborso	450
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	228
Altri crediti	5
Fondo svalutazione crediti	(118)
	1.105

L'incremento dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2000 di 556 milioni di euro si analizza come segue:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 2000		**549**
Acconti versati	480	
Crediti di imposta su dividendi	273	
Irpeg	(213)	**540**
Interessi sui crediti di imposta		23
Rimborso crediti di imposta 1984		(4)
Stanziamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Crediti al 31 dicembre 2001		**1.105**

Lo stanziamento al fondo svalutazione crediti riguarda essenzialmente gli interessi maturati sull'ammontare in contestazione del credito di imposta risultante dalla dichiarazione Irpeg 1988. Il fondo svalutazione crediti di 118 milioni di euro è rappresentato essenzialmente dagli accantonamenti a fronte dell'ammontare chiesto a rimborso per imposte sul reddito delle persone giuridiche relative all'esercizio 1988 (104 milioni di euro comprensivo degli interessi maturati al 31 dicembre 2001 di 46 milioni di euro). Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativi all'esercizio suddetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato è stato proposto ricorso e le Commissioni tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e successivamente la Commissione centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni SpA. L'Amministrazione finanziaria dello Stato ha proposto ricorso presso la Corte di cassazione che, con ordinanza n. 342 del 30 marzo 1999, ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di illegittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio 1988. Con ordinanza n. 67 del 7 marzo 2001 la Corte costituzionale ha dichiarato la manifesta inammissibilità della questione di legittimità costituzionale sollevata dalla Corte di cassazione. Quest'ultima con propria ulteriore ordinanza ha rimesso alla Corte costituzionale, dopo averla riformulata, la questione di legittimità costituzionale. Si è in attesa della comunicazione della data di fissazione dell'udienza.

I crediti per imposte anticipate nette di 263 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali di seguito analizzati:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**
Imposte sul reddito anticipate su:		
- fondo abbandono pozzi (1)	335	320
- fondo coperture perdite	119	7
- ammortamenti e svalutazioni non detraibili	25	34
- altre	17	8
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati imputati a riserva	(42)	(94)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(5)	(8)
- altre	(6)	(4)
	443	**263**

(1) Per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" l'importo del risconto attivo esistente al 31 ottobre 2001 di 37 milioni di euro è stato conferito alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

6) Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni - Titoli

Gli *altri titoli* di 366 milioni di euro sono rappresentati da CCT ottenuti a rimborso di crediti di imposta. I titoli sono oggetto di un contratto di prestito con Enifin SpA.

Il valore medio di mercato dei titoli del mese di dicembre 2001 è di 371 milioni di euro.

7) Disponibilità liquide

La diminuzione delle disponibilità liquide di 2.611 milioni di euro è dovuta essenzialmente all'utilizzo per gli interventi sul capitale dell'Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc.

8) Ratei e risconti attivi

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000 (1)	**Valore al 31.12.2001**
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate	23	18
- su titoli di Stato CCT	17	9
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	3	3
Disaggio su prestiti	1	1
Altri ratei e risconti attivi	17	3
	61	**34**

(1) Nell'esercizio precedente la voce includeva i crediti per imposte anticipate che a partire da questo esercizio sono esposti alla voce "Attivo circolante - crediti". La voce relativa all'esercizio precedente è stata opportunamente riclassificata.

I ratei e i risconti attivi a breve termine ammontano a 30 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

9) Patrimonio netto

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	Valore al 31.12.2001
Capitale sociale	4.133	4.001
Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	875	875
Riserva legale	827	900
Riserva per azioni proprie in portafoglio	574	2.082
Altre riserve:		
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.826	1.332
- riserva disponibile	1.855	3.613
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67	84	84
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. n. 917/86	32	32
- conferimenti legge n. 41/86	29	33
- conferimenti legge n. 730/83	20	20
- conferimenti legge n. 749/85	9	9
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83	19	19
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	2	3
- riserva ex art. 13 D.Lgs. n. 124/93	..	..
- riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR		103
Utile dell'esercizio 2000	3.426	
Utile dell'esercizio 2001		2.250
	14.785	**15.375**

Capitale sociale

Il 1° giugno 2001, l'Assemblea straordinaria degli azionisti ha deliberato, con decorrenza dal 18 giugno 2001, la ridenominazione in euro del capitale sociale e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro ciascuna. È stata annullata una delle azioni proprie del valore nominale di 0,5 euro, il cui acquisto è stato autorizzato dall'Assemblea del 6 giugno 2000, affinché il capitale sociale sia rappresentato da un numero pari di azioni da raggruppare. Al 31 dicembre 2001, il capitale sociale dell'Eni SpA è composto da n. 4.001.259.476 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: n. 2.633.147.035 azioni, pari al 65,81%, di proprietà di azionisti terzi[2], n. 1.213.731.615 azioni, pari al 30,33%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze - Patrimonio dello Stato e n. 154.380.826 azioni, pari al 3,86%, di proprietà dell'Eni SpA.

Nel corso del 2001 sono state emesse n. 189.050 azioni del valore nominale di 1 euro[3] sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di stock grant 2000-2001 che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro. Informazioni sui piani di stock grant e di stock option a favore dei dirigenti sono fornite nella relazione sulla gestione al bilancio dell'Eni SpA al capitolo "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000

La riserva di rivalutazione legge n. 342/2000 di 875 milioni di euro accoglie il saldo attivo netto derivante dall'aumento del valore di iscrizione dei beni (1.081 milioni di euro) e dall'imposta sostitutiva dovuta (206 milioni di euro). La riserva è in sospensione di imposta ai fini Irpeg.

(2) Al 31 dicembre 2001, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero dell'economia e delle finanze, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

(3) Dopo la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni.

Riserva legale
La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 132 milioni di euro a seguito dell'imputazione della differenza di conversione deliberata dall'Assemblea del 1° giugno 2001 in sede di ridenominazione del capitale sociale in euro, con decorrenza 18 giugno 2001. La differenza da conversione non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale").

Riserva per azioni proprie in portafoglio
La riserva per azioni proprie in portafoglio di 2.068 milioni di euro riguarda il costo di n. 154.380.826 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2001.

Altre riserve
Le altre riserve riguardano:

- *riserva per acquisto di azioni proprie:* 1.332 milioni di euro. L'Assemblea del 1° giugno 2001 ha autorizzato il Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'articolo 2357, secondo comma, del codice civile, ad acquistare per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data della deliberazione assembleare, nei limiti di legge, fino a un massimo di 400 milioni di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna, pari al 10% del capitale sociale, per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto e comunque per ammontare complessivo non superiore a 3.400 milioni di euro comprensivi delle azioni già in portafoglio alla data dell'Assemblea. La riserva è stata costituita a seguito della delibera assunta dall'Assemblea del 6 giugno 2000. In relazione all'acquisto di n. 154.380.826 azioni proprie, il corrispettivo relativo di 2.068 milioni di euro è stato riclassificato alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio";
- *riserva disponibile:* 3.513 milioni di euro, con un incremento di 1.658 milioni di euro per l'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2000 deliberata dall'Assemblea del 1° giugno 2001;
- *fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67:* 84 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera. La ricostituzione è stata effettuata perché non essendo completato il reinvestimento, il diritto all'esenzione non è ancora definitivamente acquisito;
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000:* 74 milioni di euro. Riguarda il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di destinazione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la riserva ammortamenti anticipati art. 67 TUIR per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Irpeg.
- *riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. n. 917/86:* 32 milioni di euro. Con tale unica riserva sono state ricostituite le riserve risultanti nel bilancio al 31 dicembre 1996 dell'ex Agip SpA: "Contributi a fondo perduto al 31.12.1992" per 0,01 milioni di euro, "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto disponibile" per 27 milioni di euro e "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto D.Lgs. n. 537/93" per 5 milioni di euro. La riserva così costituita accoglie i contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 del D.P.R. n. 917/86 succedutesi nel tempo. La riserva è disponibile per effetto dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *conferimenti leggi nn. 41/86, 730/83 e 749/85:* 62 milioni di euro, con un incremento di 4 milioni di euro per effetto dei rimborsi dell'esercizio. Riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre mutui con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) (leggi nn. 730/83 e 41/86) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/95 (legge n. 749/85) con ammortamento a carico dello Stato;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83:* 19 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie le plusvalenze in sospensione d'imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni;
- *riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile:* 3 milioni di euro. La riserva è stata reintegrata in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio da parte dell'Assemblea del 1° giugno 2001 per 1,5 milioni di euro ed è stata utilizzata per 191 mila euro per l'aumento di capitale sociale a fronte dell'emissione di n. 189.050 azioni del valore nominale di 1 euro[4] sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di stock grant 2000-2001 che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro;

(4) Dopo la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni.

- *riserva ex art. 13 D.Lgs. n. 124/93:* 0,23 milioni di euro. La riserva, costituita al fine di usufruire dell'agevolazione fiscale prevista dal comma 6 dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/93, accoglie la quota dell'utile di esercizio pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare. La riserva è in sospensione di imposta;
- *riserva ammortamenti anticipati art. 67 TUIR:* 103 milioni di euro. La riserva è stata costituita in sede di attribuzione dell'utile 2000 da parte dell'Assemblea del 1° giugno 2001.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva ex art. 14 legge n. 342/2000	Conferimenti dello Stato leggi nn. 730/83, 749/85 e 41/86	Riserva adeguamento patr. netto legge n. 292/93	Riserve ex Agip ricostituite	Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**		**278**	**1.265**				**65**	**3.826**	**135**		**..**	**2.224**	**11.926**
Attribuzione del dividendo 1999 (350 lire per azione pari a 0,181 euro)													(1.446)	(1.446)
Destinazione dell'utile residuo 1999			112	573							91	2	(778)	
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie e adeguamento della riserva legale al quinto del capitale sociale			437		3.400			(11)	(3.826)					
Acquisto azioni proprie					(574)	574								
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano stock grant 2000-2001	..											(..)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/86								4						4
Costituzione riserva rivalutazione ex legge n. 342/2000		875												875
Affrancamento riserva ex art. 67 TUIR per riallineamento legge n. 342/2000				17			74				(91)			
Utile dell'esercizio													3.426	3.426
Saldi al 31 dicembre 2000	**4.133**	**875**	**827**	**1.855**	**2.826**	**574**	**74**	**58**		**135**		**2**	**3.426**	**14.785**
Attribuzione del dividendo 2000 (410 lire per azione pari a 0,212 euro)													(1.664)	(1.664)
Destinazione dell'utile residuo 2000				1.658							103	1	(1.762)	
Acquisto azioni proprie					(1.494)	1.494								
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano stock grant 2001-2002														
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero dell'economia e delle finanze ai sensi della legge n. 41/86								4						4
Ridenominazione del capitale sociale in euro	(133)		132											
Utile dell'esercizio													2.250	2.250
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**875**	**959**	**3.513**	**1.332**	**2.068**	**74**	**62**		**135**	**103**	**3**	**2.250**	**15.375**

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali

(milioni di €)

	Effetto sul patrimonio netto		Effetto sul risultato economico	
	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	3	2		
Immobilizzazioni materiali	814	486	285	167
Crediti finanziari	19	12	(14)	(9)
	836	**500**	**271**	**158**

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite poiché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 213 milioni di euro.

L'aliquota applicata è del 40,25% (Irpeg e Irap) per gli ammortamenti e del 36% (Irpeg) per i crediti finanziari e le riserve.

10) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo finale
31 dicembre 2000				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo abbandono pozzi	797	72	(18)	851
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	330	1		331
- fondo incentivo all'esodo del personale dipendente		17		17
- altri fondi	6	3		9
	1.169	**93**	**(18)**	**1.244**
31 dicembre 2001				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo abbandono pozzi (1)	851	30	(105)	796
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	331	19	(331)	19
- fondo incentivo all'esodo del personale dipendente	17	6	(15)	8
- altri fondi	9	38	(2)	45
	1.244	**113**	**(453)**	**904**

(1) L'utilizzo include il decremento per conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA per 94 milioni di euro.

Fondo imposte

Salvo che per la controversia relativa al rimborso Irpeg chiesto per l'esercizio 1988 di cui alla nota n. 5, al 31 dicembre 2001 devono considerarsi definiti nei confronti dell'Eni SpA tutti gli esercizi sociali sino al 1995 ai fini delle imposte dirette e sino al 1996 ai fini Iva. Lo stesso vale per l'incorporata Agip SpA, con l'eccezione del contenzioso descritto alla nota n. 15 relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1991, 1992 e 1994. Il fondo imposte di 36 milioni di euro è destinato prevalentemente a fronteggiare le eventuali passività derivanti dai suddetti contenziosi.

Altri fondi per rischi e oneri

Il *fondo abbandono pozzi* di 796 milioni di euro accoglie i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 19 milioni di euro accoglie lo stanziamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione nella Singea SpA (in liquidazione) a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto.

11) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 60 milioni di euro aumenta di 4 milioni di euro per effetto dello stanziamento dell'esercizio (16 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi di 12 milioni di euro, di cui 2 per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA.

12) Debiti

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000				Valore al 31.12.2001			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche					304		304	
- altri finanziatori	9		9					
- imprese controllate					776		776	
A lungo termine:								
- obbligazioni		1.016	1.016	500		1.016	1.016	500
- imprese controllate	31	433	464	150	31	221	252	40
- banche	59	73	132	12	24	45	69	1
- altri finanziatori		22	22	22		41	41	41
	99	**1.544**	**1.643**	**684**	**1.135**	**1.323**	**2.458**	**582**
Acconti:								
Terzi:								
- per altri rapporti	40		40		32		32	
	40		**40**		**32**		**32**	
Debiti commerciali:								
Fornitori	295	43	338		264	97	361	
Imprese controllate	153		153		112		112	
Imprese collegate	2		2		1		1	
	450	**43**	**493**		**377**	**37**	**414**	
Debiti tributari	**882**		**882**		**225**		**225**	
Debiti diversi:								
Imprese controllate	222		222		76		76	
Imprese collegate	76		76		57		57	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	17	1	18		16	1	17	
Altri	61		61		43		43	
	376	**1**	**377**		**192**	**1**	**193**	

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

In data 16 dicembre 1999 è stata accesa una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza 22 dicembre 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio (gli indici sono stati rispettati). Al 31 dicembre 2001 la linea di credito è stata utilizzata per 300 milioni di euro. I debiti finanziari a breve termine verso imprese controllate (776 milioni di euro) riguardano Enifin SpA.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2000 e 2001, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

	Scadenza del debito	Valore al 31 dicembre		Scad.						
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2010**	464	252	31	31	30	10	110	40	221
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2002**	47	11	11						
- mutui a tasso agevolato	**2005**	6	5	1	1	1	1	1		4
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	79	53	12	11	9	10	10	1	41
		132	**69**	**24**	**12**	**10**	**11**	**11**	**1**	**45**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2010**	1.016	1.016		516				500	1.016
Altri finanziatori		22	41						41	41
		1.634	**1.378**	**55**	**559**	**40**	**21**	**121**	**582**	**1.323**

I *debiti finanziari verso imprese controllate* ammontano a 252 milioni di euro, con una diminuzione di 212 milioni di euro per effetto essenzialmente del conferimento alla Stoccaggi Gas Italia SpA (181 milioni di euro).

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 69 milioni di euro, con una diminuzione di 63 milioni di euro per effetto dei rimborsi. I mutui ordinari di 11 milioni di euro sono stati accesi con la BEI a fronte di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e di ricerca ad alto contenuto tecnologico. Al 31 dicembre 2001 i debiti soggetti a clausole restrittive, che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni SpA ammontano a 11 milioni di euro. L'Eni SpA ha rispettato le condizioni concordate. I mutui a tasso di cambio agevolato di 53 milioni di euro diminuiscono di 26 milioni di euro per effetto dei rimborsi e riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/73, o dalle imprese controllate che sono state finanziate dall'Eni SpA alle medesime condizioni. Nella voce sono compresi i finanziamenti concessi dalla BEI a valere sulla legge n. 41 del 28 febbraio 1986 per 1 milione di euro che usufruiscono dell'intervento dello Stato che rimborsa l'Eni SpA delle somme corrisposte alla BEI per la sorte capitale e interessi. Le quote capitali scadute e gli interessi maturati sono iscritti tra i crediti verso il Ministero dell'economia e delle finanze con contropartita alla voce specifica del patrimonio netto per la quota capitale e alla voce "Altri proventi finanziari" del conto economico per la quota interessi.

Le *obbligazioni* ammontano a 1.016 milioni di euro; la voce comprende: (i) "Medium Term Notes" per 500 milioni di euro emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; (ii) prestito obbligazionario "1993-2003 a tasso variabile" di 1.000 miliardi di lire (516 milioni di euro). Gli interessi hanno scadenza trimestrale; la quota capitale è rimborsabile in unica soluzione il 1° dicembre 2003. All'atto del rimborso sarà riconosciuta agli obbligazionisti una maggiorazione di 75 lire per ogni obbligazione di 1.000 lire. L'Eni SpA potrà esercitare la facoltà di rimborso anticipato al 1° dicembre 2002, con una maggiorazione di 70 lire. Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 2001 è del 4,84% (5,16% al 31 dicembre 2000).

Acconti

Gli acconti di 32 milioni di euro riguardano essenzialmente gli anticipi ricevuti da contitolari di permessi e concessioni a fronte di contratti in joint venture dove l'Eni SpA è operatore; in particolare 22 milioni di euro sono relativi all'anticipo ricevuto da Enterprise Oil Italiana SpA a seguito dell'accordo di preunificazione di concessioni in Basilicata.

Debiti commerciali

I *debiti verso imprese controllate* di 112 milioni di euro diminuiscono di 41 milioni di euro per effetto dei minori debiti verso Saipem SpA legati all'utilizzo della nave di perforazione "Saipem 10000".

Debiti tributari

I debiti tributari di 225 milioni di euro si analizzano come segue:

	(milioni di €)
Royalties su idrocarburi estratti	173
Irap	21
Iva	21
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	10
	225

Debiti diversi

I *debiti verso imprese controllate* di 76 milioni di euro riguardano essenzialmente l'anticipo Iva versato all'Eni SpA dalle società comprese nell'Iva di Gruppo in relazione al disposto dell'art. 6 della legge n. 405/90 (50 milioni di euro).

I *debiti verso imprese collegate* di 57 milioni di euro sono costituiti essenzialmente da debiti verso la Serfactoring SpA.

13) Ratei e risconti passivi

		(milioni di €)
	Valore al 31.12.2000	**Valore al 31.12.2001**
Maggiorazione prestito obbligazionario 1993/2003	27	31
Commissioni su fidejussioni	25	20
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	20	20
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	9	6
	81	**77**

Le commissioni su fidejussioni riguardano il ricavo poliennale relativo alla fidejussione rilasciata a favore della TAV - Treno Alta Velocità SpA per le obbligazioni del Consorzio Cepav Uno (v. nota 14).

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 26 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2000); i ratei e risconti passivi a lungo ammontano a 51 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2000).

14) Garanzie

		(milioni di €)
	Valore nominale al 31.12.2000	**Valore nominale al 31.12.2001**
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	5.972	6.685
- di altri	1	1
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	4.587	5.169
- proprio per crediti ceduti	371	371
- proprio per crediti acquistati	88	104
- proprio per buona esecuzione lavori	46	48
- proprio per altre garanzie	1	1
- di altri	2	2
	11.068	**12.348**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 6.655 milioni di euro riguardano:

- per 4.800 milioni di euro, la fidejussione prestata alla TAV - Treno Alta Velocità SpA con la quale l'Eni SpA garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Cepav Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2001 ammonta a 4.199 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni SpA lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni SpA, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 1.430 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Esplorazione e Produzione a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2001 ammonta a 528 milioni di euro;
- per 237 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore di istituti di credito per finanziamenti a medio e lungo termine a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 6 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2001 ammonta a 143 milioni di euro;
- per 185 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti erogati. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2001 ammonta a 80 milioni di euro;
- per 3 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore del Ministero delle attività produttive per anticipazioni.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di altri* di 1 milione di euro riguardano la garanzia concessa a favore del San Paolo Imi SpA per finanziamenti a lungo termine nell'interesse della Nuovo Pignone SpA.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 5.166 milioni di euro riguardano:

- per 1.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, dall'Eni International Bank Ltd e dall'Enifin SpA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes" fino a un massimo di 3.000 milioni di euro, di cui 2.000 milioni di euro riferiti all'Eni SpA. Al 31 dicembre 2001 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, è di 417 milioni di euro, l'Eni International Bank Ltd e l'Enifin SpA non hanno emesso titoli;
- per 3.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Eni International Bank Ltd a fronte del programma di emissione di "Euro Commercial Paper", fino a un massimo di 3.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2001 l'impegno effettivo è di 3.000 milioni di euro, corrispondente al valore nominale dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA;
- per 337 milioni di euro, le garanzie concesse a favore di terzi per la cessione da parte della Singea SpA (in liquidazione) della PortoVesme Srl;
- per 827 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per il rimborso Iva;
- per 2 milioni di euro la responsabilità in solido dell'Eni SpA con le imprese controllate, prevista dall'art. 4 n. 30 della legge n. 608 del 28 novembre 1996, per le somme dovute agli Enti previdenziali.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti ceduti* di 371 milioni di euro riguardano la responsabilità dell'Eni SpA verso la Snam SpA per la cessione di crediti Irpeg.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti acquistati* di 104 milioni di euro riguardano la responsabilità in solido dell'Eni SpA, in base alla legge n. 549/95, nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato derivante dall'acquisto dall'EniChem SpA e dalla Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) del credito Irpeg e Ilor 1996, dall'Enifin SpA del credito Irpeg 1999 e 2000, dalla Italgas SpA e dall'Enichem SpA del credito Irpeg 2000. I cedenti si sono impegnati a tenere indenne l'Eni SpA da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per buona esecuzione lavori* di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente le manleve date all'Enifin SpA a fronte delle manleve da questa rilasciate a favore delle banche che hanno prestato fidejussione a favore del Ministero dell'ambiente per la buona esecuzione dei lavori da parte dell'Eni SpA.

15) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	Valore al 31.12.2000	Valore al 31.12.2001
Impegni:		
- locazioni finanziarie	190	55
- contratti derivati di copertura su interessi	207	
- altri impegni	806	617
Rischi:		
- beni di terzi in custodia	82	
- altri	28	28
	1.313	**700**

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 55 milioni di euro riguardano il valore dei canoni da pagare e i valori di riscatto dei beni in leasing; in particolare:

- 35 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel maggio 1999 per la locazione finanziaria di un palazzo uffici a Gela, la cui costruzione è in corso di ultimazione. La Serleasing SpA è stata manlevata da qualsiasi responsabilità le dovesse derivare dai contratti di compravendita e/o di appalto. Il pagamento dei canoni decorrerà dal momento della consegna dell'immobile prevista nei primi mesi del 2002; la durata del leasing è di 8 anni.
- 9 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1998 per la locazione finanziaria di un sistema informativo integrato per l'amministrazione del personale. Il pagamento dei canoni è iniziato nel giugno 2000 e terminerà nel dicembre 2002.

Gli *altri impegni* di 617 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- l'impegno di 348 milioni di euro derivante dal contratto stipulato nel 2000 con la controllata Saipem SpA per l'utilizzo della nave di perforazione "Saipem 10000" per 6 anni;
- l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri, che prevede diversi interventi congiunti in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre l'impegno massimo, anche per conto del partner Enterprise SpA, è quantificabile in 222 milioni di euro (139 milioni di euro in quota Eni SpA, di cui 95 come impegno economico e 44 come anticipazione finanziaria sulle royalties dovute sulla futura produzione);
- la manleva rilasciata a favore dell'EniChem SpA per gli impegni assunti dalla stessa verso la società acquirente dei rami di azienda "Fertilizzanti" e "Terni Industrie Chimiche" dell'Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA, per tutte le obbligazioni nascenti dai contratti di cessione per 33 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2001 ammonta a 25 milioni di euro;
- l'impegno di 14 milioni di euro assunto con la regione Sicilia per contribuire alla costruzione di un nuovo porto a Gela.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale
Non sono iscritti nello stato patrimoniale i seguenti impegni:

- la garanzia rilasciata alla TAV - Treno Alta Velocità SpA ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni SpA e il Consorzio Cepav Due – con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione" – perché non oggettivamente quantificabili. I partecipanti al consorzio si sono impegnati a rilasciare all'Eni SpA lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni SpA, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate. L'Atto integrativo della convenzione non è stato ancora firmato;

- le garanzie rilasciate nel 1994 e nel 2000 a favore della SACE nell'interesse della Snam SpA per il perfezionamento degli accordi con la società OOOGazexport per l'importazione di gas naturale perché gli impegni non sono quantificabili. Gli impegni verso la SACE sono controgarantiti da lettere di manleva della Snam SpA;
- le garanzie contrattuali, perché non quantificabili, rilasciate a favore dell'EniChem SpA a fronte dell'acquisto della partecipazione nell'Agricoltura SpA in liquidazione (ora incorporata dall'EniChem SpA stessa), per le somme che si rendessero necessarie a garantire la chiusura della liquidazione;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti perché non è quantificabile l'impegno dell'Eni SpA in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni SpA ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, perché non quantificabile, a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata dall'Eni SpA attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la promozione dello sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico dell'Eni SpA e saranno stimati da una Commissione cui partecipano rappresentanti dell'Agenzia per la promozione dello sviluppo del Mezzogiorno;
- l'impegno, a seguito della delibera dell'Assemblea del 28 maggio 2001 di fusione per incorporazione della Snam SpA nell'Eni SpA, a offrire in concambio agli azionisti Snam SpA n. 1 azione Eni del valore nominale di 1 euro ogni azione Snam posseduta senza conguagli in denaro;
- la manleva, perché non quantificabile, rilasciata a favore della Stoccaggi Gas Italia SpA per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo il conferimento, ma derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza dello stesso (31 ottobre 2001).

Contenziosi

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'incorporata Agip SpA un maggiore imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Per l'esercizio 1991 è stata altresì contestata, ai soli fini Ilor, la deducibilità del prezzo di 246 milioni di euro corrisposto all'Eni SpA per l'acquisto di un diritto di usufrutto su titoli azionari.

Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione tributaria provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso le prime due, relative agli anni 1989 e 1990, sono stati respinti dalla Commissione tributaria regionale di Milano con due sentenze divenute entrambe definitive a seguito dell'acquiescenza dell'Amministrazione finanziaria. La terza contestazione, relativa al 1991, è stata respinta dalla Commissione tributaria regionale di Milano con sentenza relativamente alla quale pende tuttora il termine di impugnazione davanti alla Corte di cassazione limitatamente però alla sola controversia relativa ai prezzi di trasferimento essendosi formato, a seguito dell'acquiescenza dell'Amministrazione finanziaria, il giudicato interno nella controversia relativa alla deducibilità ai fini Ilor del diritto di usufrutto. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la quarta sentenza, relativa all'anno 1992, attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione tributaria regionale di Milano. Nel dicembre 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994, sempre dell'incorporata Agip SpA, con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La Commissione tributaria provinciale di Milano ha accolto il ricorso dell'Eni SpA anche avverso tale contestazione con sentenza relativamente alla quale pende il termine di impugnazione davanti alla Commissione tributaria regionale di Milano.

Nel dicembre del 1999 un comune della regione Abruzzo ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente il territorio comunale. La Commissione tributaria provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso dell'Eni SpA con sentenza tuttora soggetta a gravame.

Regolamentazione in materia ambientale

Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività della Società. Rischi di costi e responsabilità sono insiti in alcune delle attività e in alcuni prodotti della Società, così come accade alle altre imprese impegnate nello stesso settore. Non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti. Sebbene la Società attualmente non ritenga di subire effetti negativi particolarmente rilevanti a seguito dell'adeguamento alla normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate a copertura dei rischi ambientali – non vi può essere la certezza che ciò si verifichi, perché è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i possibili effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti; (v) i possibili indennizzi assicurativi.

16) Valore della produzione

Il valore della produzione di 4.328 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)

	2000	2001
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	3.922	3.968
Variazione delle rimanenze di prodotti finiti	26	146
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	5	(3)
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	130	114
Altri ricavi e proventi	98	103
	4.181	**4.328**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 3.968 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	2000	2001	Variazione
Gas naturale	2.198	2.478	280
Greggi e condensati	711	524	(187)
	2.909	**3.002**	**93**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	545	497	(48)
Prestazioni di servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	468	469	1
	3.922	**3.968**	**46**

Le prestazioni di servizi riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate (279 milioni di euro) e le prestazioni fatturate ai partner in joint venture (108 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è la seguente:

(milioni di €)

	2000	2001
Italia	3.682	3.727
Africa	139	133
Resto dell'Europa	76	1
Asia	12	47
Americhe	10	14
Resto dell'Unione Europea	3	46
	3.922	**3.968**

La variazione positiva delle *rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti* di 146 milioni di euro è costituita da gas naturale (142 milioni di euro) e da petrolio e condensati (4 milioni di euro).

La variazione delle rimanenze di gas naturale risulta influenzata dal conferimento di 10,7 miliardi di metri cubi alla Stoccaggi Gas Italia SpA; infatti, coerentemente al criterio contabile adottato (LIFO a scatti annuali) e alle indicazioni dell'Amministrazione finanziaria in merito alla determinazione delle componenti di reddito soggette a regimi fiscali diversi, al gas conferito e a quello venduto è stato attribuito il costo medio complessivo della produzione e dei prelievi dalle rimanenze iniziali effettuati nell'esercizio. L'incremento di 142 milioni di euro rappresenta la differenza tra la rettifica in diminuzione dei costi di produzione dell'anno riferiti al gas naturale conferito (211 milioni di euro) e il costo attribuito ai prelievi dalle rimanenze iniziali del gas naturale destinato alla vendita (69 milioni di euro).

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 114 milioni di euro riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è la seguente:

(milioni di €)

	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali:					
Costi di ricerca e sviluppo	17	18	1		36
Immobilizzazioni in corso	1	2			3
	18	**20**	**1**		**39**
Immobilizzazioni materiali:					
Impianti e macchinario	25	10	1		36
Immobilizzazioni in corso	23	12	1	3	39
	48	**22**	**2**	**3**	**75**
	66	**42**	**3**	**3**	**114**

Gli *altri ricavi e proventi* di 103 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- proventi relativi ai rapporti con il personale (28 milioni di euro) costituiti essenzialmente dal rimborso dei costi relativi al personale a ruolo comandato presso imprese partecipate e presso terzi, nonché dagli emolumenti per cariche sociali ricoperte dai dipendenti;
- la plusvalenza (24 milioni di euro) derivante dall'accordo di unificazione di concessioni in Basilicata stipulato con la Enterprise Oil Italiana SpA;
- addebiti effettuati alle società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (16 milioni di euro);
- rimborsi assicurativi (15 milioni di euro) a fronte del risarcimento dei costi sostenuti a seguito di incidenti, in particolare a pozzi.

17) Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 235 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di €)

	2000	2001
Acquisti di materiali	145	155
Acquisti di altri prodotti petroliferi	47	34
Acquisti di gas naturale	115	152
Acquisti per investimenti	(99)	(106)
	208	**235**

I *costi per servizi* di 609 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	2000	2001
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	561	476
Prestazioni professionali	99	116
Manutenzioni	78	79
Progettazione e direzione lavori	46	61
Viaggi, missioni e altri	31	36
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	23	18
Assicurazioni	12	13
Trasporti e movimentazioni	11	9
Postali, telefoniche e ponti radio	11	11
Prestazioni di personale ricevuto in comando	10	10
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	10	12
Servizi bancari	7	7
Altri	93	125
	992	**1.015**
Servizi per investimenti	(452)	(406)
	540	**609**

I costi della ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 18 milioni di euro sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate con il concorso dell'Eni SpA. I costi della ricerca scientifica e tecnologica della Divisione Agip (37 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 284 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	2000	2001
Noleggi e locazioni	120	130
Royalties su prodotti estratti	149	162
Canoni di leasing	22	10
Canoni e licenze d'uso	3	6
	294	**298**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(10)	(14)
	284	**284**

I *costi per il personale* di 302 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	2000	2001
Salari e stipendi	218	214
Oneri sociali	74	71
Trattamento di fine rapporto	15	17
Altri costi	1	
	308	**302**

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 765 milioni di euro diminuiscono di 355 milioni di euro per effetto essenzialmente del completamento dell'ammortamento fiscale di parte delle immobilizzazioni materiali oggetto di rivalutazione nell'esercizio 2000. Riguardano:

- gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali di 138 milioni di euro;

- gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 622 milioni di euro, come segue:

(milioni di €)

	2000	2001
Ammortamenti economico-tecnici	305	334
Ammortamenti eccedenti	618	288
	923	**622**

Gli ammortamenti eccedenti sono calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. del 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989. Gli ammortamenti anticipati da imputare alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile ammontano a 132 milioni di euro (103 milioni di euro nel 2000);

- la svalutazione delle immobilizzazioni materiali di 2 milioni di euro riguarda l'adeguamento del valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione;

- la svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 3 milioni di euro connessa allo stanziamento al fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (v. nota 5).

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo* di 18 milioni di euro riguarda essenzialmente le minori rimanenze di materie di consumo (materiali a scorta).

Gli *altri accantonamenti* di 76 milioni di euro riguardano essenzialmente lo stanziamento al fondo abbandono pozzi (50 milioni di euro) e gli stanziamenti per spese future.

Gli *oneri diversi di gestione* di 97 milioni di euro riguardano in particolare le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (55 milioni di euro).

18) Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

(milioni di €)

	2000			2001		
	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi	Dividendi	Crediti di imposta	Proventi
Agip International BV	1.029			1.550		
Snam SpA	1.182	694		299	174	
Eni International Holding BV	283			167		
AgipPetroli SpA	88	52		121	73	
Società Petrolifera Italiana SpA	5	3		13	8	
Snamprogetti SpA	35	20		14	8	
Sofid SpA	20	12		14	8	
Saipem SpA	3	2		3	2	
Padana Assicurazioni SpA	2	1		2	1	
EniData SpA	3	2		1	1	
Norsea Pipeline Ltd	4					
Somicem SpA	3	2				
Comerint SpA			1			
Altre	1			1		1
Utilizzo per Irpeg di competenza		(788)			(213)	
	2.656	**0**	**1**	**2.173**	**60**	**1**

Altri proventi finanziari

(milioni di €)

	2000	2001
Proventi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	34	39
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	38	27
Proventi diversi dai precedenti:		
- interessi su depositi e c/c	19	65
- interessi su crediti di imposta	23	23
- differenze attive di cambio	17	6
- commissioni per servizi finanziari	4	6
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	94	
- altri	2	4
	231	**170**

Gli interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni di 27 milioni di euro diminuiscono di 11 milioni di euro essenzialmente per l'estinzione anticipata del finanziamento a lungo termine concesso a Enifin SpA.

Gli interessi su depositi e c/c di 65 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di €)

	2000	2001
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	47	62
Interessi e altri oneri su imprese finanziarie controllate	23	33
Stanziamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	1	19
Oneri su strumenti derivati		10
Interessi e altri oneri verso banche	12	13
Differenze passive di cambio	8	4
Altri interessi e oneri finanziari	2	1
	93	**142**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 62 milioni di euro aumentano di 15 milioni di euro per gli oneri finanziari sull'emissione delle "Medium Term Notes".

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 33 milioni di euro aumentano di 10 milioni di euro per effetto dell'aumento dell'indebitamento.

Gli oneri su strumenti derivati di 10 milioni di euro riguardano le coperture dal rischio cambi sul finanziamento acceso con Enifin SpA di 1 miliardo di sterline utilizzato per gli interventi sul capitale effettuati a favore di Agip Investments Plc per l'acquisto della Lasmo Plc.

Gli stanziamenti al fondo copertura perdite su partecipazioni di 19 milioni di euro riguardano essenzialmente lo stanziamento delle perdite eccedenti il patrimonio netto effettuato in sede di valutazione della partecipazione nella Singea SpA (in liquidazione).

Gli interessi passivi comprendono oneri su finanziamenti di scopo imputati alle immobilizzazioni materiali per 3 milioni di euro.

19) Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni* di 14 milioni di euro riguardano l'utilizzo del fondo svalutazione crediti connesso alla riduzione dei crediti finanziari che ha reso esuberante parte del fondo costituito in esercizi precedenti ai sensi dell'art. 71 del D.P.R. n. 917 del 22 dicembre 1986.

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 1.809 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	2000	2001
EniChem SpA		1.151
Agip Exploration BV	291	403
Albacom SpA		203
Agip Investments Plc		43
EniComunicazione SpA	4	3
Eurosclare SpA	2	3
Altre	2	3
	299	**1.809**

20) Proventi e oneri straordinari

I *proventi straordinari* di 106 milioni di euro riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita sulla cessione di beni immobili a uso uffici in San Donato Milanese (87 milioni di euro).

Gli *oneri straordinari* di 27 milioni di euro riguardano in particolare lo stanziamento delle perdite sulla liquidazione dell'Agricoltura SpA (11 milioni di euro) e gli incentivi all'esodo di personale dipendente (6 milioni di euro).

21) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1999	2000	2001	Variazione 2000-2001
Imposte correnti:				
- Irpeg (1)	876	1.300	213	(1.087)
- Irap	50	77	94	17
Imposte (anticipate) differite nette	(30)	20	142	122
Altre			2	2
	896	**1.397**	**451**	**(946)**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (759, 788 e 213 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001).

Le imposte differite nette di 142 milioni di euro riguardano essenzialmente il rigiro delle imposte anticipate a seguito della copertura delle perdite di Singea SpA (in liquidazione) per 110 milioni di euro e le imposte differite connesse agli ammortamenti anticipati di cui viene proposta all'Assemblea l'imputazione alla specifica riserva in sede di attribuzione dell'utile (53 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte anticipate sullo stanziamento al fondo abbandono pozzi.

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte, maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (2.701 milioni di euro), è pari a circa il 17%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è pari a circa il 38%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente alla forte incidenza dei dividendi da paesi UE, soggetti a imposizione limitatamente al 5% del loro ammontare, nonché agli effetti dell'applicazione della DIT.

22) Informazioni per settori di attività e per area geografica

Le informazioni per settori di attività e per area geografica di localizzazione non sono fornite perché l'attività svolta dall'Eni SpA riguarda essenzialmente la ricerca, la produzione e la commercializzazione di idrocarburi che viene esercitata quasi esclusivamente in Italia e a favore, essenzialmente, di imprese controllate.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, la Società utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio.

Il valore di mercato dei debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. L'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è effettuata applicando i tassi di interesse che l'Eni SpA avrebbe potuto ottenere su posizioni analoghe.

(milioni di €)

	31.12.2001	
	Valore contabile	Valore di mercato
Debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	512	535

Il valore di mercato dei crediti e debiti a breve è stimato equivalente al relativo valore contabile. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto ai sensi dell'art. 44 del D.P.R. n. 602 del 29 settembre 1973 è modificato dal Ministro dell'economia e delle finanze (per l'esercizio 2001 pari al 5%) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

24) Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti in servizio, calcolato come semisomma del numero dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 2000 e 2001, è il seguente:

	2000	2001
Dirigenti	250	2[illegible]
Quadri	1.248	1.2[illegible]
Impiegati	2.653	2.3[illegible]
Operai	831	6[illegible]
	4.982	**4.492**

25) Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate nel periodo di durata della carica agli amministratori, ai sindaci e al Direttore generale, ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12475 del 6 aprile 2000 sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2001 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

I compensi indicati sono individuati con riferimento a quelli soggetti a imposte sul reddito delle persone fisiche. Per gli amministratori e per il Direttore generale, dipendenti dell'Eni SpA, gli emolumenti per la carica sono rappresentati dalla retribuzione per prestazioni di lavoro dipendente.

(migliaia di €)

Soggetto	Descrizione carica		Emolumenti per la carica	Altri compensi (1)
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica		
Consiglio di amministrazione:				
Gros-Pietro Gian Maria	Presidente	01.01-31.12	896	3
Mincato Vittorio (2)	Amministratore delegato	01.01-31.12	1.016	-
Cattaneo Mario Giuseppe	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Cló Alberto	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Colombo Umberto	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Costi Renzo	Consigliere	01.01-31.12	62	1
De Paoli Luigi	Consigliere	01.01-31.12	62	3
Draghi Mario	Consigliere	01.01-01.10	46	1
Sapelli Giulio Marcello	Consigliere	01.01-31.12	62	2
Siniscalco Domenico	Consigliere	30.10-31.12	11	
Collegio sindacale:				
Monorchio Andrea	Presidente	01.01-31.12	77	4
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	25 (3)
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	39 (4)
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	25 (5)
Sica Mario	Sindaco effettivo	01.01-31.12	52	36 (6)
Direttore generale:				
Cao Stefano (2)		01.01-31.12	500	

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

(2) Gli emolumenti non comprendono le stock grant assegnate (37.800 e 12.800, rispettivamente all'Amministratore delegato e al Direttore generale indicate al punto n. 26).

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

(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio sindacale del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno dal 21 febbraio 2001.

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

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

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 2.619 mila euro e a 1.939 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2001 e 2000, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 312 mila euro e 311 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2001 e 2000 (art. 2427, n. 16 del codice civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché 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.

26) Stock grant e stock option attribuite agli amministratori e al Direttore generale

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, successivamente modificata con la deliberazione n. 12475 del 6 aprile 2000, sono indicate nominativamente nella tabella seguente le stock grant e le stock option assegnate gratuitamente agli amministratori e al Direttore generale in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti deliberati, rispettivamente, dall'Assemblea del 6 giugno 2000 e del 2 agosto 2000 descritti nella Relazione sulla gestione dell'Eni SpA.

Sono inclusi tutti i soggetti che nel 2001 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di Direttore generale, anche per una frazione di anno.

Stock grant

		Diritti assegnati nell'esercizio		
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Periodo di offerta in sottoscrizione	Numero di azioni offerte e sottoscritte nell'esercizio
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	37.800	07.06.2004-07.07.2004	-
Cao Stefano	Direttore generale	12.800	18.06.2004-18.07.2004	-

Stock option

		Diritti assegnati nell'esercizio			Azioni sottoscritte nell'esercizio	
Cognome e nome		Numero di azioni sottoscrivibili	Prezzo di sottoscrizione (€)	Periodo di esercizio	Numero di azioni	Prezzo di sottoscrizione (€)
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	-			-	
Cao Stefano	Direttore generale	-			-	

27) Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 0,56, 0,86 e 0,57[5] euro rispettivamente nel 1999, nel 2000 e nel 2001 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio dell'Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2000 e 2001 sono portati in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 1999 e 2000. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 4.001.259.476, di n. 3.994.466.024 e di n. 3.910.243.750 rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere a fronte dei piani di stock grant e stock option produrranno sull'utile per azione dell'Eni SpA non è significativo. Allo stato attuale rilevano a questo fine soltanto le azioni offerte in sottoscrizione a titolo gratuito, tenuto conto che per le azioni offerte in opzione non si sono ancora verificate le condizioni necessarie per l'esercizio del diritto di sottoscrizione.

(5) Dopo la ridenominazione del capitale sociale e il raggruppamento delle azioni.

28) 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, sono evidenziati di seguito gli ammontari più rilevanti derivanti dai 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)[6].

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2001				2001					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Agip Algeria Exploration BV	1		36						6	
Agip Caspian Sea BV	4		40						10	
Agip Croazia BV		4			36					
Agip Karachaganak BV	6		1.344						16	
Agip Recherches Congo SA	8		1						28	
AgipPetroli SpA	66	60	5		38	14		554	6	
Consorzio Cepav Uno			4.800							
EniChem SpA	1	14	442	33		3			2	
EniData SpA		12				22			4	
Enifin SpA		1	38			1			2	
IEOC Production BV	14		1						24	
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	15		1						41	
Padana Assicurazioni SpA	40	1				10				13
Pertusola Sud SpA			49							
Saipem SpA		60		348		100	2		2	
Serfactoring SpA		56								
Serleasing SpA		3	23	23		3	2			
Sieco SpA	2	13				36	2		2	
Singea SpA (in liquidazione)		2	478							
Snam Rete Gas SpA		5				32			4	
Snam SpA	180	2	371			44	1	2.783	2	
Snamprogetti SpA		2	198			4			2	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	2	3		22				11	1
Altre	77	63	77			79	18		117	4
	405	**290**	**7.912**	**404**	**95**	**348**	**25**	**3.337**	**283**	**18**

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.

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

(6) Le imprese controllate e collegate dall'Eni SpA sono indicate negli elenchi allegati alla Nota integrativa del bilancio consolidato.

La quasi totalità della disponibilità di gas naturale dell'Eni SpA è venduta alla controllata Snam SpA in conformità ai contratti in essere. L'Eni SpA ha fornito inoltre alla Snam SpA e ad altre società operanti nel settore gas fino al 31 ottobre 2001 prestazioni per lo stoccaggio e la modulazione del gas naturale in base a tariffe provvisorie che l'Eni SpA aveva determinato in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei criteri per la determinazione delle tariffe. L'Autorità ha pubblicato la delibera n. 26/02 il 4 marzo 2002; sono in corso gli approfondimenti necessari. Le tariffe, una volta definite, avendo effetto retroattivo, potranno originare conguagli per eventuali differenziali che ne derivassero.

Dal 1° novembre 2001, le prestazioni di stoccaggio e modulazione a tutte le società operanti nel settore gas che hanno diritto di utilizzare tale prestazione, è assicurata dalla controllata Stoccaggi Gas Italia SpA.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2001			2001	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
AgipPetroli SpA			62		
Eni Coordination Center SA, Eni International Bank ed Enifin SpA			4.000 (1)		
EniChem SpA			120		
Enifin SpA	135	928		45	90
Italgas SpA	6		29		1
Singea SpA (in liquidazione)			38		
Snam Rete Gas SpA	32		139		2
Altre	23		26		4
	196	**1.028**	**4.414**	**45**	**97**

(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.

29) Distribuzione dividendi

Il bilancio consolidato dell'Eni chiude con l'utile netto di 7.751 milioni di euro. Il Consiglio di amministrazione, tenuto conto dell'effetto rilevante delle plusvalenze conseguite nell'esercizio (3.247 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale), nonché delle azioni proprie in portafoglio, propone all'Assemblea la distribuzione di un dividendo di 0,75 euro per azione, con un aumento di circa il 77% che colloca il pay-out a circa il 37%. Il bilancio di esercizio dell'Eni SpA chiude con l'utile di 2.250 milioni di euro che tiene conto del prudenziale rinvio dell'iscrizione della plusvalenza conseguita nel conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA (1.433 milioni di euro con riferimento al valore di perizia)[7] al momento in cui il procedimento di determinazione delle tariffe sarà divenuto definitivo. Al fine di distribuire il dividendo proposto alle azioni in circolazione alla data dell'Assemblea (stimato complessivamente in circa 2.900 milioni di euro) è necessario utilizzare parte della riserva disponibile, come risulta dalla proposta del Consiglio.

(7) Vedi il Conferimento ramo d'azienda "Stoccaggi gas" a Stoccaggi Gas Italia SpA della Relazione sulla gestione del bilancio dell'Eni SpA.

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 2001 che chiude con l'utile di 2.250.427.481,41 euro.

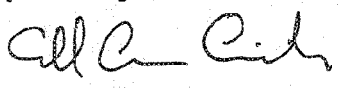
Siete anche invitati ad approvare la proposta di attribuire alle azioni che saranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse quindi le azioni proprie in portafoglio a quella data, il dividendo di 0,75 euro per azione, al quale compete per intero il credito di imposta ordinario del 56,25%, utilizzando allo scopo:

- l'utile dell'esercizio di 2.250.427.481,41 euro che residua dopo l'imputazione:
  - . alla "Riserva legale" dell'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sociale sottoscritto alla data dell'Assemblea;
  - . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" dell'importo di 131.662.252,12 euro;
  - . alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93" dell'importo di 89.098,48 euro, pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
- la "Riserva disponibile" per l'importo necessario al pagamento del predetto dividendo di 0,75 euro per azione.

Siete inoltre invitati ad approvare l'imputazione dell'importo di 1.161.701,07 euro alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" utilizzando allo scopo la "Riserva disponibile".

Siete altresì invitati ad approvare la proposta di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 27 giugno 2002, con stacco fissato al 24 giugno 2002.

per il Consiglio di amministrazione



Il Presidente
Gian Maria Gros-Pietro

27 marzo 2002

ALLEGATI

ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO CONSOLIDATO DELL'ENI AL 31 DICEMBRE 2001

IMPRESE E PARTECIPAZIONI RILEVANTI DELL'ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2001

In conformità a quanto disposto dagli articoli 38 e 39 del D.Lgs. 127/91 e dall'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, modificata con deliberazione 12475 del 6 aprile 2000, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 2001, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia e estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicato anche il metodo di consolidamento (integrale o proporzionale) e la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione (patrimonio netto o costo).

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni in società italiane con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso, nonché la quota di partecipazione detenuta a titolo di investimento temporaneo, che comporta l'esclusione della stessa dalla percentuale consolidata. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2001 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti (1)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate									
Consolidate con il metodo integrale	58	238	296		1	1			
Consolidate con il metodo proporzionale	3		3	1	22	23			
	61	**238**	**299**	**1**	**23**	**24**			
Partecipazioni di imprese consolidate									
Valutate con il criterio del patrimonio netto	23	32	55	40	42	82			
Valutate con il criterio del costo	36	47	83	38	36	76	13	21	34
	59	**79**	**138**	**79**	**78**	**157**	**13**	**21**	**34**
Partecipazioni di imprese non consolidate		6	6	1	10	11			
Totale imprese	**120**	**323**	**443**	**81**	**111**	**192**	**13**	**21**	**34**

(1) Riguardano le partecipazioni in società italiane quotate collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Eni SpA	Roma	EUR	4.001.259.476	Ministero dell'economia e delle finanze	30,33		
				Altri Soci	69,67		
IMPRESE CONTROLLATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	99,00		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	1,00		
Agip SpA	San Donato Milanese	EUR	204.000	Eni SpA	99,95		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	0,05		
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	EUR	6.192.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Greenstream SpA	San Donato Milanese	EUR	500.000	Agip North Africa	99,99		P.N.
				Agip Tunisia	(..)		
Reggente SpA	Lucera	EUR	260.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Soci terzi	0,04		
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	EUR	103.200	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	99,28	99,99	C.I.
				Snam	0,72		
All'estero							
Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,50		
Agip Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Australia Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	20.000.000	Agip (BBH) Ltd	99,99	100,00	C.I.
				Agip (BB) Ltd	(..)		
Agip Australia 91-13 Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	84.329.100	Agip (BB) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBI) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.200.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip (BB) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	82.733.977,500	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Agip (BBOH) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip (BB) Ltd Agip E. & P. Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Agip Birch Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.001.000	Agip (BBH) Ltd Agip (BB) Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip (BTC) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	700.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)		Co.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Congo SA	Pointe Noire (Congo)	USD	7.000.000	Agip Intern. BV Agip Intern. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Elgin/Franklin Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip E. & P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip (Energy) Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	2	B. B. Oil & Gas Ned.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	EUR	75.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000.015	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration & Production Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	73.471.000	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Forties Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Gabon SA	Port Gentil (Gabon)	USD	328.241,190	Agip Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	99,92 0,03 0,01 0,01 0,03	99,97	C.I.
AgipGas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip Guibsen Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Guyana BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	510.754.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	25.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Investments Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.400.050.000	Eni SpA Agip (UK)	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian	100,00		Co.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakistan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.
Agip Malta Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Energy BV	100,00		P.N.
Agip Mauritania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip North Sea Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.700.000	Agip (UKCS) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	338.955.000	Agip Explor. Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ecnador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil & Gas Ltd (ex British-Borneo Oil & Gas Plc)	Londra (Gran Bretagna)	GBP	187.916.668	Agip Ventures Plc Agip (UK) Agip (UK) Prop.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip Oil US Llc	Wilmington (USA)	USD	150.000.000	Agip Petroleum	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Peru BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (USA)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip South Atlantic BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UKCS) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	17.000.100	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00		P.N.
Agip USA Inc	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Ventures Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	278.050.000	Agip Intern. BV Agip Explor.	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Zoca 00-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	40.000	Agip Azerbaijan	100,00		Co.
American Maritime Transport Inc	Dover (USA)	USD	0,001	Lasmo (AUL) Ltd	100,00		Co.
Blackfriars Oil & Gas Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	10.131.111	Lasmo (ULT) Plc Lasmo Oil Pakistan	99,99 (..)	100,00	C.I.
Blackfriars Oil Refining Co Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Blackfriars Oil & Gas Neptune Oil Ltd	99,00 1,00		Co.
British-Borneo Canada Ltd	Calgary (Canada)	CAD	3.010.000	Brupex Ltd	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Petr. Inc US	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo do Brasil Ltd	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	30.000.000	Agip Oil & Gas Agip Oil Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
British-Borneo Expro Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.794,836	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Leasing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00		P.N.
British-Borneo Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Offshore Inc	Houston (USA)	USD	1.000	Agip Oil US Llc	100,00		P.N.
British-Borneo Oil and Gas Canada Ltd	Calgary (Canada)	CAD	6.747	Agip (BB) Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
British-Borneo Oil & Gas (Nederland) BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	40.005	B. B. Vent. Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Agip (BBH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Petroleum Inc	Houston (USA)	USD	8.000.000	Agip Oil US Llc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Pipeline Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	B. B. Market. Inc	100,00	100,00	C.I.
British-Borneo Ventures International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	140.000	Agip (BBOH) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Brupex Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Brupex Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	11.600.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Compania de Petroleos Cordillera SA	Panama City (Panama)	USD	100.000	Mopeco Ltd	100,00		
Greenstream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip North Africa	100,00		P.N.
Hireswitch Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Agip Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Hudbay Oil (Indonesia) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,088	Lasmo Oil Devel.	100,00		Co.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Ambalat) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Lasmo America Ltd	Wilmington (USA)	USD	82.000	Lasmo (UHL) Ltd Soci terzi	87,80 12,20	87,80	C.I.
Lasmo (AUL) Ltd	New York (USA)	USD	10.000	Lasmo America	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Bukat) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	Lasmo (Indonesia)	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Caracas BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Dacion BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (DMF) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.440.000	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Exploration (Middle East) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.000.002	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Finance Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Ganal) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Grand Maghreb BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	201.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Grand M. BV	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Holdings BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	202.000	Lasmo (ULX) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (Indoncsia) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Lasmo Insurance Ltd	Douglas (Isola di Man)	GBP	1.000.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (International Exploration) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (ULX) Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo International Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Investments Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	180.517	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Iran Oil Co BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Kapak Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Krueng Mane Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Kuwait BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Madura Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Malacca Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (Malagoi) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (MP) Limited Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Nederland BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	590	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo North Sea Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	80.400.000	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Oil (Algeria) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Lasmo Intern. Ltd Neptune Oil Ltd	99,90 0,10	100,00	C.I.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Lasmo Overs. Holding	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Oil (Egypt) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,90 0,10		Co.
Lasmo Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Lasmo America	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Oil (Malacca Strait) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,875	Lasmo Oil Devel.	100,00		Co.
Lasmo Oil Pakistan Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	90.087	Lasmo (ULX) Ltd Neptune Oil Ltd	99,99 0,01	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Oil (Syria) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,90 0,10		Co.
Lasmo Oriente BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Overseas Holding Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Overseas Nederland (II) BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Overseas Nederland (VII) BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	91.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Overseas Nederland (VIII) BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	EUR	91.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Petroleum Co Tunisia	Wilmington (USA)	USD	0,010	Lasmo Tunisia BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Petroleum Development BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV Soci terzi	90,00 10,00	90,00	C.I.
Lasmo Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	337.638.724,250	Agip Investment	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Rapak Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Runtu Ltd (in liquidazione)	British Vir. Islands (Gran Bretagna)	USD	1.000	Lasmo Overs. Holding	100,00		Co.
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Bermuda (Bermuda)	USD	12.000	Lasmo Overs. Holding	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Securities Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	187.002	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Services BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo Sesulu Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (Indonesia)	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Sumatra Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo Overs. Holding	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (TNS) Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	51.926.497,560	Lasmo North Sea Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (TNS) Ltd	Edimburgo (Gran Bretagna)	GBP	196.976.684,010	Lasmo (TTO) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo Trading Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Lasmo North Sea	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Trustee Co Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo (TSA) Ltd (in liquidazione)	Edimburgo (Gran Bretagna)	GBP	1.713.768,050	Lasmo (TNS) Holding Lasmo (TT) Ltd (in liquidaz.)	99,90 0,10		Co.
Lasmo (TT) Ltd (in liquidazione)	Edimburgo (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Lasmo (TNS) Holding Neptune Oil Ltd	99,90 0,10		Co.
Lasmo (TTO) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	57.085.385	Lasmo (TNS) Holding	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Tunisia BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo (UFAIL) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	148.905.199	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UHL) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	40.100.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (ULT) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	93.215.492,250	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (ULX) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	200.010.000	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UOG) Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.425.100	Lasmo (ULT) Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Lasmo (UPET) Inc	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (USA) Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Lasmo Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Lasmo (VEI) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Neptune Oil Ltd Lasmo (ULT) Plc	50,00 50,00	100,00	C.I.
Lasmo Venezuela BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Ventures Nederland BV	Beverwijk (Paesi Bassi)	NLG	200.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Lasmo (WP) Inc	Wilmington (USA)	USD	39.274	Lasmo (Intern. Explor.)	100,00	100,00	C.I.
London & Scottish Marine Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Oil Exploration Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Methodplan Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	52.015.032	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Monument Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	21.250.000	Mon. Hydroc. Hold.	100,00	100,00	C.I.
Monument Exploration & Production Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	570.000	Monument Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.
Monument Hydrocarbon Holdings Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	33.403.604,150	Monument Oil & Gas Nimex Resources	62,14 37,86	100,00	C.I.
Monument (Liverpool Bay) Petroleum Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Mon. Resources Ltd	100,00	100,00	C.I.
Monument Oil & Gas Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	220.711.147,500	Lasmo Plc Neptune Oil Ltd Lasmo North Sea	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Monument Petroleum Mitre Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	18.880.500	Mon. Hydroc. Hold. Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Monument Resources (Caspian) Limited Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources Exploration Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Mon. Res. (Ov.) Hold. Ltd	100,00		
Monument Resources International Limited Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	37.106.616	Monument Energy Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Monument Resources Oil & Gas Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Monument E. & P.	100,00		Co.
Monument Resources Overseas Holding Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	14.300.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Monument Resources (Overseas) Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Monument E. & P.	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources (South America) Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Mon. Res. (Overseas)	100,00	100,00	C.I.
Monument Resources (Taiwan) Limited Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Lasmo Holdings BV	100,00		Co.
Monument Trustees Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Mon. Resources Ltd	100,00	100,00	C.I.
Mopeco Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Mon. Res. (South A.)	55,00		P.N.
				Soci terzi	45,00		
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Agip Intern. BV	99,89	100,00	C.I.
				Agip Explor.	0,11		
Neptune Oil Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	566.903	Lasmo Plc	99,99	100,00	C.I.
				Lasmo Oil Pakistan	(..)		
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor.	99,99	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,01		
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Co Ltd	99,00		P.N.
				Nigerian Agip Explor.	1,00		
Nimex Resources Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.214.491	Monument Oil & Gas	100,00	100,00	C.I.
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Oil Developments Ltd (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Monument E. & P.	100,00		Co.
Oil Exploration (Holdings) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.300.000	Lasmo Plc	99,99	100,00	C.I.
				Lasmo Oil Pakistan	(..)		
Oil Holdings Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.000	Mon. Hydroc. Hold.	100,00		Co.
Pennant Insurance Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Lasmo (UHL) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Renown Indonesia Ritan Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2	Mon. Resources Ltd	100,00		Co.
Secab Niugini Pty Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	486.636	Monument E. & P.	100,00	100,00	C.I.
Weddec Plc	Londra (Gran Bretagna)	GBP	50.000	Eni SpA	99,99		Co.
				Agip (UK)	(..)		
Gas Naturale							
Snam SpA	San Donato Milanese	EUR	1.128.400.000	Eni SpA	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	(..)		
In Italia							
Acquedotto di Savona SpA	Savona	EUR	500.000	Soc. Az. Condotta	100,00	27,42	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	EUR	600.000	Soc. Az. Condotta	100,00	27,42	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	EUR	525.000	Italgas	100,00	40,9	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ambiente SpA	San Donato Milanese	EUR	36.120.000	Snam	46,94	88,77	C.I.
				AgipPetroli	19,00		
				Italgas	19,00		
				EniChem	15,06		
C.G.E. - Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Milano	EUR	216.720	EniData	42,86		Co.
				Italgas	42,85		
				EniSud	14,29		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas	78,20	53,47	C.I.
				Snam	21,48		
				Soci terzi	0,32		
Consorzio Eni Acqua (in liquidazione)	Roma	EUR	10.329,13	Snamprogetti	15,00		Co.
				Saipem SpA	15,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
				Italgas	15,00		
				Snam	15,00		
				Soci terzi	10,00		
Energia Sicilia Srl	Siracusa	EUR	4.648.112	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas	35,20	28,24	C.I.
				Snam	10,20		
				Snamprogetti	2,55		
				Saipem SpA	2,55		
				Soci terzi	49,50		
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	100.000	Fiorentina Gas	100,00		Co.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	5.000.000	Italgas	41,75	26,36	C.I.
				Snam	9,28		
				Soci terzi	48,97		
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas	100,00	59,76	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Snam	100,00		Co.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Italgas Più SpA	Torino	EUR	30.080.000	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Italgas Rete Srl	Torino	EUR	20.000	Italgas	100,00		Co.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	200.000	Snam	100,00		Co.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	100.000	Napoletana Gas	100,00		Co.
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	EUR	516.000	Ambiente	60,00		Co.
				Soci terzi	40,00		
Pentesilea SpA	San Donato Milanese	EUR	102.000	Ambiente	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	516.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	EUR	1.548.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	EUR	100.000	Napoletana Gas	97,61		Co.
				Soci terzi	2,39		
Slim Sicilia SpA	Siracusa	EUR	9.804.000	Energia Sicilia	60,00	24,54	C.I.
				Soci terzi	40,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snam Rete Gas SpA	San Donato	EUR	1.955.000.000	Snam	59,76	59,76	C.I.
(ex Rete Gas Italia SpA) (#)	Milanese			Soci terzi	40,24		
Società Azionaria per la	Torino	EUR	4.076.261	Italgas	67,05	27,42	C.I.
Condotta di Acque Potabili (#)				Soci terzi	32,95		
Società Funiviaria Alto	Savona	EUR	5.500.000	Italgas	99,90		Co.
Tirreno pA				Acq. di Savona	0,10		
Società Italiana per il Gas pA (#)	Torino	EUR	348.490.006	Snam	40,90	40,90	C.I.
				Sofid	0,25 (a)		
				Soci terzi	58,85		
All'estero							
Adriaplin Doo	Lubiana	SIT	3.105.000.000	Italgas	51,00	20,86	C.I.
	(Slovenia)			Soci terzi	49,00		
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana	51,00	18,65	C.I.
	(Argentina)			Italgas	6,84		
				Soci terzi	42,16		
Eni España Comercializadora	Madrid	EUR	60.200	Snam Int. BV	100,00		Co.
de Gas SA	(Spagna)						
Gas Brasiliano	San Paolo	BRL	292.000.000	Snam	51,00	71,04	C.I.
Distribuidora Ltda	(Brasile)			Italgas	49,00		
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	61.752.320	Italgas	76,07 (c)	31,08	C.I.
	(Argentina)			Soci terzi	23,93		
Oleodotto del Reno SA	Coira	CHF	15.000.000	Snam Int. BV	100,00		Co.
	(Svizzera)						
Rheinische Oelleitungs	Bregenz	ATS	58.000	Oleodotto Reno	100,00		
Gesellschaft mbH	(Austria)						
Samco SA	Lugano	CHF	20.000	Transmediterranean	90,00		Co.
	(Svizzera)			Snam Int. BV	5,00		
				Soci terzi	5,00		
Scogat - Société pour la Construction	Tunisi	TND	200.000	Snam Int. BV	100,00	99,99	C.I.
du Gazoduc Transtunisien SA	(Tunisia)						
Sergaz - Société de Service du	Tunisi	TND	99.000	Snam Int. BV	66,67	66,67	C.I.
Gazoduc Transtunisien SA	(Tunisia)			Soci terzi	33,33		
Snam International BV	Amsterdam	EUR	103.100.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
	(Paesi Bassi)						
Snam International Holding AG	Zurigo	CHF	18.500.000	Eni Int. Holding	51,00	99,99	C.I.
	(Svizzera)			Snam	49,00		
Snam Trading BV	Amsterdam	EUR	70.000	Snam Int. BV	100,00		Co.
	(Paesi Bassi)						
Suedpetrol AG fuer	Monaco	EUR	7.669.378,220	Snam Int. BV	100,00		Co.
Erdoelwirtschaft	(Germania)						
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00		Co.
	(Ungheria)						
Tigaz Tiszantuli	Hajduszoboszlo	HUF	17.000.000.000	Italgas	40,00 (b)	26,36	C.I.
Gazszolgaltato	(Ungheria)			Snam	10,00		
Reszvenytarsasag				Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(a) Partecipazioni detenute a titolo di investimento temporaneo

(b) La percentuale di possesso senza arrotondamenti è pari al 40,00001

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Italgas* *76,00*

Soci terzi *24,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Trans Austria Gasline	Hamilton	USD	1.000.000	Snam	91,50	91,50	C.I.
Finance Co Ltd	(Bermuda)			Soci terzi	8,50		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000	Snam	50,00		P.N.
	(Jersey)			Soci terzi	50,00		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	1.098.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
	(Jersey)						
Generazione Elettrica							
EniPower SpA	San Donato	EUR	289.697.850	Eni SpA	67,63	100,00	C.I.
	Milanese			AgipPetroli	28,61		
				EniChem	3,76		
In Italia							
EniPower Iniziative	San Donato	EUR	10.000	EniPower SpA	100,00		P.N.
Industriali Srl	Milanese						
EniPower Trading SpA	San Donato	EUR	1.000.000	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
	Milanese						
EniPower Trasmissione SpA	San Donato	EUR	5.237.916	EniPower SpA	100,00		P.N.
	Milanese						
Raffinazione e Marketing							
AgipPetroli SpA	Roma	EUR	944.280.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia							
Arezzo Gas Srl	Roma	EUR	394.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Atriplex Servizi Logistici e	Genova	EUR	1.290.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Trasporti Srl							
Atriplex Srl	Roma	EUR	2.582.300	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Lazio Sud	Roma	EUR	5.160	AgipPetroli	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Lucania	Vaglio Basilicata	EUR	25.800	AgipPetroli	70,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Sabina	Grotti -	EUR	5.160	AgipPetroli	70,00		Co.
	Cittaducale			Soci terzi	30,00		
Consorzio Centro Ricerche Sud	San Filippo	EUR	747.881	AgipPetroli	100,00		Co.
(in liquidazione)	del Mela						
Consorzio Cogenerazione	Fornovo di Taro	EUR	26.000	AgipPetroli	70,00		Co.
Fornovo				Soc. Petr. Italiana	30,00		
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	68.000	AgipPetroli	48,45		Co.
				Atriplex	39,78		
				Soci terzi	11,77		
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipPetroli	65,00	65,00	C.I.
				Soci terzi	35,00		
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Ecolub SpA	Ceccano	EUR	103.200	AgipPetroli	100,00		P.N.
Eni Portugal Investment SpA	San Donato	EUR	321.240.000	AgipPetroli	50,00	82,27	C.I.
	Milanese			Snam	35,00		
				Italgas	15,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Italiana Petroli Srl	Roma	EUR	41.317	AgipPetroli	100,00		P.N.
Mixoil SpA	Milano	EUR	102.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	AgipPetroli	100,00		P.N.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	AgipPetroli	70,00	70,00	C.I.
				Soci terzi	30,00		
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	AgipPetroli	68,00	68,00	C.I.
				Soci terzi	32,00		
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	69.205.640	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Reful Srl	Genova	EUR	516.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Seapad Srl	Genova	EUR	12.400.000	Praoil Oleod. Italiani	80,00		P.N.
				Soci terzi	20,00		
Servizi Industriali ed Energia Srl	Roma	EUR	50.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
All'estero							
Afi Hotels Ltd	Londra	EUR	1.032.920	AgipPetroli	80,00		Co.
	(Gran Bretagna)			Snam	20,00		
Agip Austria	Vienna	EUR	20.000.000	AgipPetr. Int.	75,00	100,00	C.I.
Aktiengesellschaft	(Austria)			Agip Deutschland	25,00		
Agip Benelux BV	Rotterdam	EUR	1.934.040	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Paesi Bassi)						
Agip Deutschland AG	Monaco	EUR	90.000.000	AgipPetr. Int.	98,00	100,00	C.I.
	(Germania)			AgipPetroli	2,00		
Agip Distribuidora SA	San Paolo	BRL	293.911.497,520	Agip do Brasil	99,38 (c)	99,05	C.I.
	(Brasile)			Soci terzi	0,62		
Agip do Brasil SA	San Paolo	BRL	332.496.574,240	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Brasile)						
Agip Ecuador SA	Quito	USD	103.142,080	AgipPetr. Int.	99,93	99,93	C.I.
	(Ecuador)			Esain	0,07		
Agip España SA	Madrid	EUR	61.600.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Spagna)						
Agip Française SA	Lione	EUR	65.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Francia)						
Agip Hungaria Rt	Budapest	HUF	10.256.500.000	AgipPetr. Int.	99,37	99,37	C.I.
	(Ungheria)			Soci terzi	0,63		
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires	ARS	1.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
(ex Eurolube SA)	(Argentina)						
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg	ZAR	200.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Sud Africa)						
Agip (Nigeria) Plc	Lagos	NGN	216.500.000	AgipPetr. Int.	60,00	60,00	C.I.
	(Nigeria)			Soci terzi	40,00		
AgipPetroli International BV	Amsterdam	EUR	77.096.100.800	Eni Int. Holding	51,00	100,00	C.I.
	(Paesi Bassi)			AgipPetroli	49,00		
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alges	EUR	2.754.480	Agip España	100,00	100,00	C.I.
	(Portogallo)						
Agip Praha AS	Praga	CZK	1.130.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Repubblica Ceca)						
Agip Romania SA	Bucarest	ROL	118.459.100.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
	(Romania)						

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Agip do Brasil* *99,05*

Soci terzi *0,95*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutschland	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	437.179.400	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	20.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Suisse) SA	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Zambia) Ltd	Lusaka (Zambia)	ZMK	900.300.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.
Hotel Assets Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	44.005.000	AgipPetroli	100,00		Co.
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	1.660.690	Agip Distribuidora	100,00	99,05	C.I.
Romania Petrol Distributie Srl (in liquidazione)	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	AgipPetr. Int.	100,00		Co.
S.A. Invest, Spol. Sro	Dunajsk Streda (Repubblica Slovacca)	SKK	250.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrificants SA	Lione (Francia)	EUR	8.286.850	Agip Française	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.
Petrolchimica							
EniChem SpA	San Donato Milanese	EUR	2.295.000.000	Eni SpA Snam Soci terzi	70,11 29,87 0,02	99,98	C.I.
In Italia							
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	26.021.958,560	EniChem Soci terzi	99,96 0,04		Co.
Bormia SpA (in liquidazione)	Cengio	EUR	102.000	EniChem	100,00		Co.
Caprolactam Srl	San Donato Milanese	EUR	10.000	EniChem	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Porto Marghera	EUR	1.033.000	EniChem	74,00		Co.
				Singea SpA (in liquidaz.)	10,00		
				AgipPetroli	3,00		
				Soci terzi	13,00		
Fosfotec Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329	EniChem	100,00		Co.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	10.000	EniChem	43,97		Co.
				Polimeri Europa	3,68		
				Ambiente	2,92		
				Soci terzi	49,43		
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	EniChem	52,00		Co.
				Soci terzi	48,00		
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	EniChem	100,00	99,98	C.I.
Polimeri Europa Srl	Brindisi	EUR	340.784.000	EniChem	100,00		P.N.
Polyurethane Srl	San Donato Milanese	EUR	10.000	EniChem	100,00		P.N.
All'estero							
Chemtrade (Proprietary) Ltd (in liquidazione)	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	3.000	EniChem	100,00		Co.
Couserv Inc	Nichols (USA)	USD	60.000	EniChem	100,00		Co.
Copenor GIE	Courbevoie (Francia)	EUR	41.800.000	Polimeri Europa France	70,00		P.N.
				EC France	30,00		
Dunastyr Polystyrene Manufacturing Co Ltd	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	EniChem	77,92	99,98	C.I.
				EniChem Benelux	11,04		
				EniChem Deutschland	11,04		
EniChem Americas Inc	Wilmington (USA)	USD	78.370	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				EC Distribution	(..)		
EniChem Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	EUR	3.068.007	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Distribution SA	Viganello (Svizzera)	CHF	100.000	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	EniChem International (in liquidaz.)	99,00		
				Soci terzi	1,00		
EniChem Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	EUR	49.607.884	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				Soci terzi	(..)		
EniChem France SA	Grenoble (Francia)	EUR	48.662.040	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				Soci terzi	(..)		
EniChem Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	716.550.000	EniChem	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniChem Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	EniChem EniChem Deutschland	90,00 10,00			Co.
EniChem Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	EniChem	100,00			Co.
EniChem Pacific Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	EniChem Soci terzi	99,99 (..)		99,98	C.I.
EniChem Polska Sp z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	EniChem	100,00			Co.
EniChem Portugal Industria Química SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	EniChem UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44			Co.
EniChem (Singapore) Pte Ltd (in liquidazione)	Singapore (Singapore)	SGD	1.925.000	EC Pacific	100,00			Co.
EniChem UK Ltd	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	4.004.040	EniChem	100,00		99,98	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	NLG	10.000	EniChem UK Ltd	100,00			Co.
Polimeri Europa France SA	Mardyck (Francia)	EUR	61.560.000	Polimeri Europa	100,00			Co.
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	50.000	Polimeri Europa	100,00			Co.
Société Italo-Maghrébine des Polymères "Impol" SA (in liquidazione)	Tunisi (Tunisia)	USD	1.554.000	EniChem EniChem International (in liquidaz.) Soci terzi	70,00 15,00 15,00			Co.
Stocknord SA	Loon Plage (Francia)	EUR	5.967.000	Polimeri Europa France EC France Soci terzi	69,99 29,99 (..)			P.N.
Ingegneria e Servizi								
Costruzioni e perforazioni								
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	440.270.300	Snam Eni SpA Sofid Soci terzi	29,81 13,16 0,05 56,98	(c) (a)	43,00	C.I.
In Italia								
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	EUR	51.645,700	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00			Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,100	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00			Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00		43,00	C.I.
Saipem Energy International SpA (ex Sasp Offshore Engineering SpA)	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00		43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(#) Società con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea

(a) Partecipazioni detenute a titolo di investimento temporaneo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:

Snam	*29,83*
Eni SpA	*13,17*
Sofid	*0,05*
Soci terzi	*56,95*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Savico Scarl	Cagliari	EUR	10.200	Saipem SpA	51,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	49,00		
Sonsub SpA	Porto Marghera	EUR	884.000	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
All'estero							
Barnett & Casbarian Inc	Houston (USA)	USD	1.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Gran Bretagna)	USD	1	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Global Petroprojects Services AG SA Ltd (ex Saipem Services AG)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Moss Maritime AS (ex Moss Cable Venture AS)	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Moss Offshore AS (ex Moss Maritime AS)	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	12.027.690	Saipem Intern.	99,99	43,00	C.I.
				Soci terzi	(..)		
Petro-Marine Engineering Inc	Houston (USA)	USD	67.999,070	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	1.250.000	Saipem Intern.	99,92	43,00	C.I.
				Saipem Asia	0,08		
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	6.000.000	Saipem Intern.	98,77	42,47	C.I.
				Soci terzi	1,23		
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	17.661.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Contracting Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern.	97,00	41,71	C.I.
				Soci terzi	3,00		
Saipem Energy International Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Inc	Houston (USA)	USD	1.000.000	Sonsub Inc	100,00	43,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.023.094	Saipem Intern.	99,99	43,00	C.I.
				ERS	(..)		
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern.	41,94 (c)	17,20	C.I.
				Soci terzi	58,06		
Saipem Mediterranean Services Llc	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern.	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem Intern. 40,00

Soci terzi 60,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Agip (Nigeria) Soci terzi	89,42 (..) 10,58	38,45	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. European Mar. Inv.	75,00 25,00	43,00	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Saipem Energy	100,00		P.N.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.I.
Sonsub A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Sonsub Ltd	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.900.000	Sonsub Int. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
Sonsub Inc	Wilmington (USA)	USD	43.333.335	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	9.076.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	6.600	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Gran Bretagna)	GBP	5.901.028	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
Ingegneria							
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Eni SpA Snam	80,00 20,00	99,99	C.I.
In Italia							
Aquater SpA	San Donato Milanese	EUR	10.320.000	Snamprogetti Snampr. Sud	99,00 1,00	99,99	C.I.
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Aquater Soci terzi	45,06 10,28 44,66	53,44	C.P.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	EUR	20.658,280	Aquater Ambiente	50,00 50,00		Co.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Aquater Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti Aquater Soci terzi	50,41 8,92 40,67	59,33	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti	43,36	53,67	C.P.
				Aquater	10,21		
				Soci terzi	46,43		
Snamprogetti Services SpA	San Donato Milanese	EUR	1.124.880	Snamprogetti	99,00		P.N.
				Snampr. Sud	1,00		
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	1.032.000	Snamprogetti	100,00	99,99	C.I.
All'estero							
Agip Hong Kong Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	24.725.620	Snampr. Netherl.	99,99		P.N.
				Soci terzi	(..)		
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.150.000	Snamprogetti	99,00		P.N.
				Snampr. Intern.	1,00		
Snamprogetti Africa Nigeria Ltd (SANL)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snampr. Netherl.	99,00		P.N.
				Snampr. Intern.	1,00		
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snampr. Netherl.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti France Sarl	Courbevoie (Francia)	EUR	22.867,500	Snampr. Netherl.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti International SA	Ginevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snampr. Netherl.	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	0,01		
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Gran Bretagna)	GBP	15.000.000	Snampr. Intern.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Ryiadh (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Intern.	60,00	59,99	C.I.
				Soci terzi	40,00		
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snampr. Intern.	100,00		P.N.
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Società Finanziaria Eni SpA Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA	77,43	99,61	C.I.
				Snam	17,08		
				Snamprogetti	2,55		
				AgipPetroli	2,55		
				Soci terzi	0,39		
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid	69,25	99,73	C.I.
				Eni SpA	10,00		
				Snam	9,75		
				AgipPetroli	7,00		
				Snamprogetti	4,00		
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	EUR	25.648	Padana Assicur.	50,00		Co.
				Sofid Vita	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	2.600.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	EUR	10.200.000	Sofid	99,00		P.N.
				Sofidsim	1,00		
All'estero							
Eni International Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	411.598.084,340	Eni SpA	91,96	99,99	C.I.
				Snam	5,58		
				Snamprogetti	2,46		
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni Int. Holding	68,96	99,99	C.I.
				Agip Intern. BV	31,04		
Inversiones Venimmo CA (in liquidazione)	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Int. Holding	100,00		Co.
Altre società							
In Italia							
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000	EniComunicazione	100,00	100,00	C.I.
Consorzio Corisa (in liquidazione)	Roma	EUR	144.605	Singea SpA (in liquidaz.)	80,00		Co.
				Soci terzi	20,00		
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio	Palermo	EUR	10.320	EniData	95,00		Co.
				Sofid	5,00		
Ecocarb Srl	Porto Torres	EUR	53.813	Singea SpA (in liquidaz.)	51,00		P.N.
				EniChem	30,00		
				Snamprogetti	19,00		
EniComunicazione SpA	Roma	EUR	10.374.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00		P.N.
EniData SpA	San Donato Milanese	EUR	16.770.000	Snam	51,00	99,99	C.I.
				EniChem	19,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	EUR	12.000.000	Eni SpA	60,00	99,99	C.I.
				Snam	40,00		
EniSud SpA	Roma	EUR	28.421.796	Eni SpA	55,00	97,15	C.I.
				AgipPetroli	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Saipem SpA	5,00		
				EniChem	5,00		
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Eni SpA	40,00	99,99	C.I.
				AgipPetroli	20,00		
				EniChem	20,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Snam	10,00		
Eurosolare SpA	Roma	EUR	14.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Singea SpA (in liquidaz.)	58,70		Co.
				Soci terzi	41,30		
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	EniData	89,11		Co.
				Soci terzi	10,89		
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	Gavorrano	EUR	3.973.200	Singea SpA (in liquidaz.)	100,00		Co.
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	Crotone	EUR	11.352.000	Singea SpA (in liquidaz.)	100,00		Co.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,080	Snam	20,00	90,88	C.I.
				Snamprogetti	16,00		
				Saipem SpA	16,00		
				Eni SpA	16,00		
				AgipPetroli	16,00		
				EniChem	16,00		
Singea SpA (in liquidazione) (ex Enirisorse SpA in liquidazione)	Roma	EUR	51.600.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	EUR	102.684	Tecnomare SpA	66,83		P.N.
				Soci terzi	33,17		
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA	45,00	57,15	C.I.
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Soci terzi	40,00		
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	EniTecnologie	66,67		P.N.
				Soci terzi	33,33		
All'estero							
Eni International Bank Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Eni Int. Holding	(..)		
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESE COLLEGATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Thetis SpA	Venezia	EUR	6.288.955,650	Eni SpA Tecnomare SpA Ambiente Soci terzi	26,44 6,45 5,64 61,47		P.N.
All'estero							
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	45,00 55,00		Co.
Agip Oil Co Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Agip North Africa Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ashpetco Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Carson Town Center	Los Angeles (USA)	USD	50.000	Carson Development	100,00		
City Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	12.000.000	Agip Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Closed Joint Stock Co Astran	Astrakhan (Federazione Russa)	RUR	100.000	Agip Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Companhia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Agip Venezuela Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Egyptian International Gas Technologies Co	Maadi (Egitto)	EGP	50.000.000	Agip Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Enstar Corporation	Wilmington (USA)	USD	3.000	Unimar Co	100,00		Co.
Enstar Indonesia Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Enstar Corportation	100,00		
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Enstar Corportation	100,00		
Gaz Congo SA	Brazzaville (Congo)	XAF	50.000.000	Agip Intern. BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Inagip Doo	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Agip Croatia Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip Karachaganak Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating (KPO) BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	Agip Karachaganak Soci terzi	38,00 62,00		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Kuwait (Kuwait)	KWD	250.000	Lasmo Exploration Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo al Khaleej Petroleum Co Llc	Abu Dhabi (Abu Dhabi)	MAD	200.000	Lasmo Exploration Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Lukagip NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	NLG	191.710.000	Agip Explor. Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Lukoil Agip Siberia Oil Closed Joint Stock Co (Lasoil) (in liquidazione)	Pokachi - Tyumen (Federazione Russa)	RUR	83.490	Agip Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras el Hekma Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep - Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Agip Tunisia Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Agip Tunisia Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Temsah Petroleum Co (Petrotemsah)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Co	Torrance (USA)	USD	1	Lasmo Oil & Gas Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Vico Services Inc	Houston (USA)	USD	10	Virginia Indonesia Inc	100,00		
Vico 7.5 Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Enstar Corporation	100,00		
Virginia Indonesia Inc	Wilmington (USA)	USD	10	Vico 7.5 Inc	100,00		
Virginia International Co	Wilmington (USA)	USD	10	Enstar Corporation	100,00		
Virginia Services Ltd	Wilmington (USA)	USD	1.000	Virginia Indonesia Inc	100,00		
113857 Canada Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,002	Lasmo Oil Devel. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Gas Naturale							
In Italia							
Azienda Energia e Servizi SpA	Torino	EUR	110.500.000	Italgas	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Consorzio Riconversione Area Porto Petroli di Genova Multedo (in liquidazione)	Genova	ITL	507.150.587	Saipem SpA	6,96		Co.
				AgipPetroli	6,96		
				Snam	6,96		
				Soci terzi	79,12		
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	414.810	Italgas	7,11		Co.
				EniChem	7,11		
				Venezia Tecnologie	7,11		
				Aquater	6,85		
				Soci terzi	71,82		
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300	Snam	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Arcore SpA	Arcore	EUR	175.000	Italgas	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500	Snam	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,400	Snam	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
So.Ri.S. SpA Società di Rigenerazione Sludges	Serravalle Scrivia	EUR	2.840.475	Ambiente	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
We. Cube. Com SpA	Torino	EUR	500.001	Italgas	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
All'estero							
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Snam Int. BV	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Italgas	31,35		P.N.
				Soci terzi	68,65		
Energetikai Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	1.000.000	Tigaz Rt	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Italgas Hellas	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Italgas Hellas	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigaz Rt	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Italgas	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Pebe - Coop Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	12.000.000	Tigaz Rt	20,83		Co.
				Soci terzi	79,17		
Setgas - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Italgas	21,87		Co.
				Soci terzi	78,13		
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Snam Int. BV	89,00		P.N.
				Soci terzi	11,00		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	DEM	15.000.000	Snam Int. BV	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Transitgas AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Snam Int. BV	46,00		P.N.
				Soci terzi	54,00		
Generazione Elettrica							
In Italia							
Termica Milazzo Srl	Sesto San Giovanni	EUR	23.241.000	EuiPower SpA	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
Raffinazione e Marketing							
In Italia							
Centro Padano Interscambio Merci SpA	Parma	EUR	6.642.926,320	AgipPetroli	34,93		P.N.
				Soci terzi	65,07		
Colisa SpA (in liquidazione)	Genova	EUR	103.200	AgipPetroli	35,00		Co.
				Soci terzi	65,00		
Consorzio Gas Scanno	Rimini	EUR	10.845,600	AgipPetroli	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Consorzio Operatori Gpl di Napoli	Napoli	ITL	200.000.000	AgipPetroli	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,700	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	EUR	1.560.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Disma Srl	Segrate	EUR	2.600.000	AgipPetroli	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Finifast Srl	Modena	EUR	600.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	EUR	10.200	AgipPetroli	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Hub Srl	Fiumicino	EUR	1.248.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Italoil Srl	Livorno	EUR	2.582.284	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806,160	AgipPetroli	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Nnova Scaini SpA (in liquidazione)	Villacidro	ITL	18.500.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Par Srl	Roma	EUR	312.000	AgipPetroli	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Petra SpA	Ravenna	EUR	103.300	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Petrolvilla & Bortolotti SpA	Villa Lagarina	EUR	2.574.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil Oleod. Italiani	40,50		Co.
				Soci terzi	59,50		
Raffineria di Milazzo ScpA	Roma	EUR	171.143.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Saccne Rete Srl	Barcellona	EUR	2.200.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Seastok SpA	Trieste	EUR	4.128.000	AgipPetroli	33,00		P.N.
				Soci terzi	67,00		
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000	AgipPetroli	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Sigea Sistema Integrato Genova	Genova	EUR	103.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
Arquata SpA				Soci terzi	65,00		
Tankimica Srl	Genova	EUR	75.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Viscolube SpA	Milano	EUR	10.200.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
All'estero							
Aet - Aviation Service Gbr	Francoforte	DEM	627.615	Agip Deutschland	33,34		Co.
	(Germania)			Soci terzi	66,66		
Aet -	Schwedt	EUR	27.000	Agip Deutschland	33,34		P.N.
Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	(Germania)			Soci terzi	66,66		
Afssa SA	Atene	EUR	645.186,600	AgipPetr. Int.	44,70		Co.
(in liquidazione)	(Grecia)			Soci terzi	55,30		
Alrid SA	Algeri	DZD	4.000.000	AgipPetroli	18,00		Co.
	(Algeria)			EniData	9,00		
				Snamprogetti	4,00		
				Soci terzi	69,00		
Bayernoil	Vohburg	DEM	20.000.000	Agip Deutschland	20,00		P.N.
Raffineriegesellschaft mbH	(Germania)			Soci terzi	80,00		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg	Zirndorf	DEM	50.000	Agip Deutschland	24,80		P.N.
Plochinger GmbH	(Germania)			Soci terzi	75,20		
Betingas Armazenadora SA	Betim	BRL	1.080.000	Agip do Brasil	33,00		P.N.
	(Brasile)			Soci terzi	67,00		
Bitumed - Société Méditerranée	Tunisi	TND	1.000.000	AgipPetr. Int.	34,00		P.N.
Bitumes	(Tunisia)			Soci terzi	66,00		
Bronberger & Kessler	Monaco	DEM	150.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
Handelsgesellschaft U. Gilg &	(Germania)			Soci terzi	50,00		
Schweiger GmbH & Co Kg							
City Carburoil SA	Rivera	CHF	6.000.000	Agip (Suisse)	49,91		P.N.
	(Svizzera)			Soci terzi	50,09		
Galp Energia SGPS SA	Lisbona	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv.	33,34		P.N.
	(Portogallo)			Soci terzi	66,66		
Gilg & Schweiger	Pullach	DEM	50.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
Handelsgesellschaft mbH	(Germania)			Soci terzi	50,00		
Indeni Petroleum Refinery Co Ltd	Ndola	ZMK	640.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
	(Zambia)			Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metalplus Metalurgica Plus SA	Londrina (Brasile)	BRL	4.476.229,340	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	48,93 51,07		P.N.
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757,540	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Procesadora de Metales CA	Cuenca (Ecuador)	USD	14.000	Tecnoesa Soci terzi	31,71 65,49		
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Superoctanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Utingas Armazenadora SA	Sao Paulo (Brasile)	BRL	10.893.124,680	Agip do Brasil Soci terzi	31,00 69,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	DEM	800.000	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai (Cina)	USD	8.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	34,41 65,59		P.N.
Petrolchimica							
In Italia							
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	ITL	100.000.000	EniChem Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Du Pont EniChem SpA (in liquidazione)	Assemini	EUR	413.120	EniChem Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Epoxital Srl	Milano	EUR	103.292	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	ITL	9.000.000.000	EniChem Soci terzi	59,56 (c) 40,44		Co.
Inca International SpA	Pisticci	ITL	85.973.229.000	EniChem Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	EUR	6.192.000	EniChem Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Seipi SpA (in liquidazione)	Parma	EUR	1.327.768,680	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Marghera	EUR	6.762.723	EniChem AgipPetroli Soci terzi	19,70 3,69 76,61		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: EniChem 48,00
Soci terzi 52,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero							
Fenol Rio Química Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	21.000.000	EC do Brasil (in liquidaz.)	33,33		
				Soci terzi	66,67		
Serdis Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	EniChem	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Ingegneria e Servizi							
Costruzioni e perforazioni							
In Italia							
APIBI Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.400	Saipem SpA	36,00		Co.
				Soci terzi	64,00		
Consorzio Si	San Donato Milanese	ITL	50.000.000	Saipem SpA	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA	40,00		Co.
				Soci terzi	60,00		
All'estero							
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
EMC Netherlands BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Europ. Mar. Contr. Ltd	100,00	21,50	C.P.
European Marine Contractors Llc	Delaware (USA)	USD	1.000	Europ. Mar. Contr. Ltd	100,00	21,50	C.P.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	7.481.968,460	Saipem SGPS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Ltd	100,00	21,50	C.P.
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUR	98.000	Moss Maritime AS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Queiroz Petro SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.511.484	Saipem SpA	33,28 (c)		Co.
				Soci terzi	66,72		
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SGPS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Saibos do Brasil Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.000.000	Saipem Intern.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Saibos Fze	Dubai (Emirati Arabi)	AED	1.000.000	Saibos Constr.	100,00	21,50	C.P.
Saibos - (Services) SAS	Montigny (Francia)	EUR	38.125	Saipem Intern.	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Saiclo Lussemburgo SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	6.000.000	Saipem Intern.	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Saipem SpA* *24,44*

Soci terzi *75,56*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saiclo Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	5.000.000	Saipem Intern.	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Saifor SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	35.000.000	Saipem Intern.	49,99		P.N.
				Soci terzi	50,01		
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern.	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	ERS	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA	49,00		Co.
				Soci terzi	51,00		
Upstream Constructors International Fzco	Jebel Ali (Emirati Arabi)	AED	600.000	Saibos Constr.	50,00	21,50	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Ingegneria							
In Italia							
Comest Srl	Roma	EUR	206.581	Aquater	35,00		Co.
				Soci terzi	65,00		
Consorzio Ancedisa (in liquidazione)	Napoli	EUR	26.000	Snamprogetti	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura	Roma	EUR	51.645,690	Aquater	22,50		Co.
				Soci terzi	77,50		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Due	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti	35,00		Co.
				Saipem SpA	12,00		
				Aquater	5,00		
				Soci terzi	48,00		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti	43,70	50,20	C.P.
				Aquater	6,40		
				Saipem SpA	0,26		
				Soci terzi	49,64		
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Roma	ITL	300.000.000	Snamprogetti	33,78		Co.
				Soci terzi	66,22		
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	EUR	10.329,140	Snamprogetti	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Tecnoreti	Vibo Valentia	EUR	10.329,140	Snampr. Sud	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Uma	Napoli	EUR	20.655	Snamprogetti	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	EUR	12.394,950	Aquater	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti	51,00 (c)		P.N.
				Soci terzi	49,00		
Subsidenza Ravenna Scarl	Roma	EUR	35.700	Aquater	28,57		Co.
				Soci terzi	71,43		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Snamprogetti* *50,00*

Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero							
CMS&A Wll	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snampr. Netherl.	20,00	20,00	C.P.
				Soci terzi	80,00		
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snampr. Netherl.	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snampr. Netherl.	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Intern.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Lng - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl.	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Rpco Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snampr. Netherl.	50,00	50,00	C.P.
				Soci terzi	50,00		
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	18.455,530	Snampr. Netherl.	51,00 (c)	50,00	C.P.
				Soci terzi	49,00		
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl.	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Serfactoring SpA	Milano	EUR	5.160.000	Sofid	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Altre società							
In Italia							
Albacom SpA	Roma	EUR	342.280.241	Eni SpA	35,17		P.N.
				Soci terzi	64,83		
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	EniSud	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
CO.M.A.SA. - Consorzio per il Monitoraggio Ambientale in Sardegna (in liquidazione)	Cagliari	ITL	39.000.000	Insartel Srl (in liquidaz.)	33,33		
				Soci terzi	66,67		
Consorzio Area di Sviluppo Industriale della Provincia di Messina	Messina	ITL	273.324.260	Eni SpA	37,05		P.N.
				Soci terzi	62,95		
Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645	EniData	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Cofisa (in liquidazione)	Roma	EUR	77.468,520	Singea SpA (in liquidaz.)	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: *Snamprogetti* *50,00*

Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori C.I.N.S.	Roma	EUR	51.645,700	Singea SpA (in liquidaz.)	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
Consorzio MillenniuM	San Donato Milanese	EUR	258.228	EniData	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	EniData	26,60		Co.
				Soci terzi	73,40		
Coram Consorzio per la Reindustrializzazione di Aree Minerarie Scarl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	25.398	EniSud	47,01		Co.
				Soci terzi	52,99		
Crotone Sviluppo ScpA	Crotone	EUR	650.160	EniSud	31,75		P.N.
				Soci terzi	68,25		
Gela Sviluppo ScpA	Gela	EUR	516.000	EniSud	38,00		P.N.
				Soci terzi	62,00		
Manfredonia Sviluppo ScpA	Foggia	EUR	620.000	EniSud	32,26		P.N.
				Soci terzi	67,74		
Moneo - Controllo e Monitoraggio Investimenti SpA	Roma	EUR	520.000	EniSud	24,00		Co.
				Soci terzi	76,00		
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	EniSud	30,00		P.N.
				Soci terzi	70,00		
Salerno Sviluppo Scarl	Nocera Inferiore	EUR	421.080	Singea SpA (in liquidaz.)	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
All'estero							
Pacific Solar Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	85.123.857	Eurosolare	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Zhejiang Sino-Italian Photovoltaic Co Ltd	Ningbo (Cina)	CNY	17.430.000	Eurosolare	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI					
Esplorazione e Produzione					
In Italia					
Società Gasdotti Mezzogiorno SGM SpA	Frosinone	EUR	780.000	Soc. Petr. Italiana	16,66
				Soci terzi	83,34
All'estero					
Applied Research & Technology Ltd	Inverness	GBP	919.002	Agip Oil & Gas	19,73
	(Gran Bretagna)			Soci terzi	80,27
Bonny Gas Transport Ltd	Hamilton	USD	120.000.000	Agip Int. (NA) NV	10,31
	(Bermuda)			Soci terzi	89,69
Discovery Producer Services Llc	Wilmington	USD	10	B. B. Pipeline Llc	16,67
	(USA)			Soci terzi	83,33
New Liberty Residential Co Llc	New Jersey	USD	1	Lasmo Oil & Gas	17,50
	(USA)			Soci terzi	82,50
Nigeria Lng Ltd	Lagos	USD	790.927.000	Agip Int. (NA) (NV)	10,40
	(Nigeria)			Soci terzi	89,60
Norsea Gas GmbH	Emden	DEM	3.000.000	Agip Erdoelgew.	13,04
	(Germania)			Soci terzi	86,96
Norsea Pipeline Ltd	Londra	GBP	7.614.062	Eni SpA	10,32
	(Gran Bretagna)			Soci terzi	89,68
Petroz Nl	Brisbane	AUD	120.341.749	(Agip Energy) A.	11,88
	(Australia)			Soci terzi	88,12
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain	USD	10.000	Agip Trin. and Tobago	17,31
	(Trinidad)			Soci terzi	82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	12,50
	(Egitto)			Soci terzi	87,50
Gas Naturale					
In Italia					
Agenzia per il Risparmio Energetico Srl	Ancona	EUR	261.702	Snam	13,81
				Soci terzi	86,19
Energy Agency of Livorno Province Srl	Livorno	EUR	52.000	Italgas	11,11
				Soci terzi	88,89
Insula SpA	Venezia Mestre	EUR	2.064.000	Italgas	12,00
				Soci Terzi	88,00
Pubblitecnica SpA	Roma	EUR	838.726	Italgas	13,29
(in liquidazione)				Soci terzi	86,71
Servizio di Informazioni Territoriali Integrate per	Firenze	EUR	408.000	Fiorentina Gas	12,25
l'Area Metropolitana SpA				Soci terzi	87,75
Società Canavesiana Acque SpA	Torino	EUR	612.000	Soc. Azionaria Condotta	16,00
				Soci terzi	84,00
So.Tris. - Società Trattamento Rifiuti Speciali SpA	Ravenna	ITL	4.500.000.000	Ambiente	15,00
				Soci terzi	85,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
All'estero					
Lusitaniagas - Companhia de Gas del Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Italgas	10,59
				Soci terzi	89,41
Medgaz - Societad para el Estudio y la Promocion del Gasoducto Algeria Europa, via España SA	Madrid (Spagna)	EUR	600.000	Snam Int. BV	12,00
				Soci terzi	88,00
Raffinazione e Marketing					
In Italia					
Consorzio per il Giurista di Impresa Scarl	Genova	ITL	134.000.000	AgipPetroli	14,93
				Soci terzi	85,07
All'estero					
Austrogas Ceh	Quito (Ecuador)	USD	308.534,64	Agip Ecuador SA	14,55
				Soci terzi	85,45
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	AgipPetroli Int.	16,33
				Soci terzi	83,67
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip Française	16,81
				Soci terzi	83,19
Gastrader SA	Ciudad do Ushuaia (Argentina)	ARS	6.000	AgipPetroli Int.	16,67
				Soci terzi	83,33
Hydranten Betriebs Gesellschaft	Francoforte (Germania)	DEM	65.082.902	Agip Deutschland	11,11
				Soci terzi	88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	AgipPetroli Int.	12,25
				Soci terzi	87,75
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression	Ginevra (Svizzera)	CHF	420.000	Agip (Suisse)	14,29
				Soci terzi	85,71
Saudi European Petrochemical Co	Al Jubail (Arabia Saudita)	SAR	1.025.665.000	Ecofuel	10,00
				Soci terzi	90,00
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	AgipPetroli Int.	11,98
				Soci terzi	88,02
Petrolchimica					
In Italia					
Industria Acqua Siracusana SpA	Siracusa	EUR	102.000	EniChem	10,00
				AgipPetroli	5,00
				Polimeri Enropa	1,00
				Soci terzi	84,00
Altre attività					
Altre società					
In Italia					
Caltanissetta ScpA	Caltanissetta	EUR	323.297,700	EniSud	12,78
				Soci terzi	87,22
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	EUR	516.000	EniSud	15,00
				Soci terzi	85,00
Sulcis Iglesiente Svilnppo ScpA	Cagliari	EUR	516.000	EniSud	15,00
				Soci terzi	85,00

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Denominazione	Sede	Settore	Causale
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO INTEGRALE			
Imprese incluse (n. 103)			
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires	Raffinazione e Marketing	Acquisizione del controllo
Agip (Energy) Australia Pty Ltd	West Perth	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Guibsen Exploration BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Mauritania BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Costituzione
Agip Slovensko Sro	Bratislava	Raffinazione e Marketing	Rilevanza
Agip Zoca 95-18 BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Atriplex Servizi Logistici e Trasporti Srl	Genova	Raffinazione e Marketing	Costituzione
Barnett & Casbarian Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Blackfriars Oil & Gas Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
EniChem Distribution SA	Viganello	Petrolchimica	Rilevanza
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	Generazione Elettrica	Rilevanza
European Marine Investments Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	Gas Naturale	Costituzione
Italgas Più SpA	Torino	Gas Naturale	Rilevanza
Lasmo (Ambalat) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo America Ltd	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (AUL) Ltd	New York	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (Bukat) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Caracas BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (Cumi-Cumi) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Dacion BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (DMF) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Exploration (Middle East) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Finance Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (Ganal) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Grand Maghreb BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Holdings BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (Indonesia) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Insurance Ltd	Douglas	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (International Exploration) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo International Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Investment Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Kapak Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Krueng Mane Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Madura Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Malacca Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (Malagot) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (MP) Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Nederland BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo North Sea Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Oil (Algeria) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Oil & Gas Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Oil Pakistan Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Oriente BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Overseas Holding Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Overseas Nederland (II) BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Petroleum Co Tunisia	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Petroleum Development BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Lasmo Rapak Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Bermuda	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Securities Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Sesulu Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Sumatra Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (TNS) Holdings Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (TNS) Ltd	Edimburgo	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Trading Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Trustee Co Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (TTO) Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Tunisia BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (UFAIL) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (UHL) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (ULT) Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (ULX) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (UOG) Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (UPET) Inc	Calgary	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (USA) Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (VEI) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo Venezuela BV	Beverwijk	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Lasmo (WP) Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
London & Scottish Marine Oil Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Methodplan Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Energy Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Exploration & Production Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Hydrocarbon Holdings Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument (Liverpool Bay) Petroleum Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Oil & Gas Plc	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Petroleum Mitre Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Resources (Caspian) Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Resources International Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Resources Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Resources (Overseas) Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Resources (South America) Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Monument Trustees Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Moss Artic Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Moss Maritime AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Moss Maritime Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Moss Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Neptune Oil Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Nimex Resources Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Oil Exploration (Holdings) Ltd	Londra	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Pennant Insurance Co Ltd	Hamilton	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Petro-Marine Engineering Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
PT Saipem Indonesia	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
S.A. Invest, Spol. Sro	Dunajsk	Raffinazione e Marketing	Acquisizione del controllo
Saipem Energy International Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Secab Niugini Pty Ltd	Port Moresby	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Singea SpA (in liquidazione)	Roma	Altre attività	Rilevanza
Snam Rete Gas SpA	San Donato Milanese	Gas Naturale	Rilevanza
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria	Rilevanza
Stoccaggi Gas Italia SpA	San Donato Milanese	Esplorazione e Produzione	Rilevanza

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Imprese escluse (n. 11)			
Agip Angola Ltd (in liquidazione)	St. Helier	Esplorazione e Produzione	Estinzione
AgipGas SpA	Roma	Raffinazione e Marketing	Fusione
AgipLubrificantes Ltda	San Paolo	Raffinazione e Marketing	Fusione
British-Borneo (Jersey) Ltd (in liquidazione)	St. Helier	Esplorazione e Produzione	Estinzione
British-Borneo Zoca 95-18 BV (in liquidazione) (ex Agip Zoca 95-18 BV)	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Estinzione
EniChem Distribution SA	Viganello	Petrolchimica	Fusione
Finas Co Ltd (in liquidazione)	Hamilton	Altre attività	Estinzione
Hydrocarbons International Holding Co (in liquidazione)	Zurigo	Altre attività	Estinzione
Immobiliare Metanopoli SpA	San Donato Milanese	Gas Naturale	Cessione
Snam International Ltd (in liquidazione)	St. Helier	Gas Naturale	Estinzione
STAC - SA EniChem Polyurethanne France	Erstein Gare	Petrolchimica	Cessione

IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO PROPORZIONALE

Imprese incluse (n. 11)			
ASG Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Costituzione
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
CMS&A Wll	Doha	Ingegneria	Costituzione
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Modena Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Rilevanza
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Rilevanza
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia	Ingegneria	Costituzione
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Unimar Co	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Acquisizione del controllo
Imprese escluse (n. 3)			
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	Ingegneria	Irrilevanza
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	Ingegneria	Irrilevanza

ALLEGATO ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE

Agip SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 27.317 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2001 è rimasta immutata in n. 399.800 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 99,95% del capitale sociale di 204.000 euro.

Agip Exploration BV - Amsterdam
L'Assemblea del 29 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 282.367.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato un aumento di capitale fino a 426.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo azioni.

L'Eni SpA ha provveduto al versamento di 100.000.000 di dollari USA nel mese di novembre 2001 e di 148.000.000 di dollari USA nel mese di dicembre 2001, per un totale di 279.660.806 euro.

L'Assemblea del 29 ottobre 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante la conversione del valore nominale delle quote da 10 fiorini olandesi a 5 euro, utilizzando per la differenza di conversione di 4.621.980 euro la riserva per sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 10.000.003 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 50.000.015 euro.

Agip International BV - Amsterdam
L'Assemblea del 26 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 1.868.936.000 dollari USA e ha deliberato di riportare a nuovo l'utile che residua in 658.936.000 dollari USA dopo la distribuzione nel corso del 2001 di acconti sui dividendi di 1.210.000.000 di dollari USA.

L'Assemblea del 21 giugno 2001 ha deliberato la distribuzione di dividendi a valere sugli utili portati a nuovo di 150.000.000 di dollari USA.

L'Eni SpA ha incassato nel corso del 2001 i dividendi di propria spettanza per un totale di 1.360.000.000 di dollari USA.

L'Assemblea del 23 ottobre 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante la conversione del valore nominale delle quote da 10 fiorini olandesi a 5 euro, utilizzando per la differenza di conversione di 47.213.918 euro la riserva per sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 102.150.885 quote del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 510.754.425 euro.

Agip Investments Plc - Londra
L'Assemblea del 4 aprile 2001 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 50.000 lire sterline a 3.000.000.000 di lire sterline.

L'Eni SpA, a fronte della delibera, ha versato nei mesi di aprile, maggio e giugno 2001, la somma di 2.400.000.000 di lire sterline.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 49 azioni, pari al 98% del capitale sociale, a n. 2.400.049.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99996% del capitale sociale di 2.400.050.000 lire sterline.

Agip Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 265.785 euro che residua in 178.304 euro dopo la copertura della perdita di 87.481 euro deliberata dall'Assemblea del 16 giugno 2000 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 aprile 2000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 3 dicembre 2001 l'Eni SpA ha versato la somma di 255.646 euro, pari ai 5/10 del capitale sociale sottoscritto in data 16 giugno 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 792.000 azioni del valore nominale di 1,03 euro, pari al 99% del capitale sociale di 824.000 euro.

Agip Petroleum Co Inc - Dover
L'Eni SpA, come azionista unico, in data 5 aprile 2001 ha deliberato di versare 310.000.000 di dollari USA entro il 31 dicembre 2001, a titolo

L'Eni SpA ha inoltre versato 30.000.000 di dollari USA, in esecuzione della delibera dell'Assemblea del 21 dicembre 2000 di aumento di capitale a titolo di sovrapprezzo azioni.

L'Assemblea del 25 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 43.177.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

AgipPetroli SpA - Roma
L'Assemblea del 26 giugno 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 123.794.482 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 120.780.000 euro, pari a 0,66 euro per azione e di attribuire la differenza di 113.429.031 euro ad altre riserve. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 11 luglio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 183.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.280.000 euro.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo
L'Assemblea del 30 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 236.420 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'88,4885% del capitale sociale di 6.192.000 euro.

Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) - Milano
L'Assemblea dell'11 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 567.045 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha inoltre deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro, attribuendo la differenza di conversione di 183 euro a riserva legale.

In data 13 luglio 2001 l'Eni SpA ha acquisito dalla Società Petrolifera Italiana SpA, a titolo gratuito, n. 2 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari allo 0,005% del capitale sociale.

In data 18 luglio 2001 l'Eni SpA ha versato a copertura delle perdite la somma di 7.073.005 euro.

In data 20 luglio 2001 l'Eni SpA ha ceduto alla Singea SpA (in liquidazione) l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 40.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro cadauna, pari al 100% del capitale sociale di complessivi 206.400 euro, al prezzo di 1 euro.

Consorzio Eni Acqua (in liquidazione) - Roma
L'Assemblea del 23 febbraio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude in pareggio.

In data 11 dicembre 2001 si è proceduto alla conversione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle quote.

La partecipazione al 31 dicembre 2001 è di n. 1 quota del valore nominale di 1.549,37 euro, pari al 15% del fondo consortile di 10.329,13 euro.

EniChem SpA - San Donato Milanese
In data 6 marzo 2001 l'Eni SpA ha versato in conto aumento capitale sociale la somma di 17.600.000 euro.

L'Assemblea del 24 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 49.033.550 euro e ha deliberato di coprire parte delle perdite cumulate di 798.411.714 euro mediante utilizzo delle riserve per 71.024.301 euro. La perdita residua di 727.387.413 euro è stata portata a nuovo.

Nel corso del 2001 l'Eni SpA ha acquistato da terzi 19.000 azioni per il corrispettivo complessivo di 2.700,81 euro corrispondente alla quota del patrimonio netto risultante dall'ultimo bilancio consolidato.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 8.938.624.441 azioni, pari al 70,10686% del capitale sociale, a n. 8.938.643.441 azioni del valore nominale di 0,18 euro, pari al 70,10701% del capitale sociale di 2.295.000.000 di euro.

EniComunicazione SpA - Roma

L'Assemblea del 6 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 3.457.257 euro e ha deliberato: la copertura mediante utilizzo della riserva legale per 123.637 euro, la riduzione del capitale sociale da 13.680.000 euro a 10.374.000 euro da attuarsi con la riduzione del valore nominale delle azioni da 3,60 a 2,73 euro e il riporto a nuovo della perdita residua di 27.620 euro.

In data 12 novembre 2001 l'Eni SpA ha acquistato dalla Sofid SpA n. 5 azioni della EniComunicazione SpA al prezzo di 13,61 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 3.799.995 azioni, pari al 99,99987% del capitale sociale, a n. 3.800.000 azioni del valore nominale di 2,73 euro, pari al 100% del capitale sociale di 10.374.000 euro.

Eni Corporate University SpA (ex EniFormazione SpA) - San Donato Milanese

In data 29 marzo 2001 l'Eni SpA ha acquistato dalla Iafe SpA n. 200.000 azioni ordinarie del valore nominale di 0,51 euro cadauna, pari al 5% del capitale sociale, della EniFormazione ScpA al prezzo di 92.000 euro corrispondente alla quota del patrimonio netto risultante dal bilancio al 31 dicembre 2000.

L'Assemblea del 18 giugno 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 183.275 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 27 giugno 2001 ha deliberato la fusione per incorporazione della Iafe SpA nell'EniFormazione ScpA e la trasformazione da Società Consortile per Azioni a Società per Azioni. L'Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale da 2.040.000 euro a 3.360.000 euro da attuarsi mediante aumento del valore nominale delle azioni da 0,51 euro a 0,84 euro cadauna.

In data 27 luglio 2001 l'Eni SpA ha acquistato n. 1.000.000 di azioni dalla Snam SpA, n. 600.000 azioni dalla Saipem SpA, n. 400.000 azioni dall'EniChem SpA, n. 400.000 azioni dall'AgipPetroli SpA e n. 200.000 azioni dalla Snamprogetti SpA della società EniFormazione ScpA, al prezzo di 1.196.000 euro corrispondente alla quota del patrimonio netto risultante dal bilancio al 31 dicembre 2000.

L'Assemblea del 23 ottobre 2001 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in Eni Corporate University SpA.

In esecuzione della delibera assembleare del 27 giugno 2001, in data 17 dicembre 2001, l'Eni SpA ha sottoscritto l'intero aumento del capitale sociale, versando la somma di 1.320.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 1.200.000 azioni del valore nominale di 0,51 euro, pari al 30% del capitale sociale, a n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

EniData SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 6.564.016 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.175.000 euro, pari a 1,90 euro per azione, e di attribuire la differenza di 116.749 euro ad altre riserve. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 926.250 euro in data 11 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 487.500 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 15% del capitale sociale di 16.770.000 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 356.547 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo. L'Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento gratuito del capitale sociale da 250.258.600.000 lire a 251.715.100.000 lire mediante imputazione della riserva di rivalutazione monetaria di 1.456.500.000 lire. La stessa Assemblea ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante sostituzione delle vecchie azioni con n. 1.300.000 nuove azioni da 100 euro cadauna.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau

In data 26 novembre 2001 l'Eni SpA ha acquistato dall'Hydrocarbons International Holding Co (in liquidazione) n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,998% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA, al prezzo di 49.999.000 dollari USA, corrispondente al valore nominale delle azioni.

Eni International Holding BV - Amsterdam
L'Assemblea del 16 febbraio 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante la conversione del valore nominale delle quote da 10 fiorini olandesi a 4,54 euro, utilizzando per la differenza di conversione di 199.257 euro la riserva per sovrapprezzo azionario.

L'Assemblea del 20 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 214.574.209 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 150.000.000 di dollari USA e di riportare a nuovo l'utile residuo di 64.574.209 dollari USA.

L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 137.944.880 dollari USA, nei mesi di aprile e giugno 2001.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 83.374.227 quote del valore nominale di 4,54 euro, pari al 91,96325% del capitale sociale di 411.598.084,34 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 1° dicembre 2000 aveva deliberato l'aumento di capitale sociale da 426.885.000.000 di lire a 568.035.000.000 di lire da attuarsi mediante emissione di n. 141.500.000 azioni da 1.000 lire cadauna da liberarsi mediante conferimento in natura da parte di AgipPetroli SpA. In data 1° gennaio 2001 l'AgipPetroli SpA ha conferito il ramo d'azienda ricevendo n. 141.500.000 nuove azioni.

In data 1° gennaio 2001 è divenuta efficace la ridenominazione del capitale sociale in euro, così come deliberato dal Consiglio di amministrazione del 19 dicembre 2000.

L'Assemblea del 20 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 12.994.294 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 384.196.500 azioni del valore nominale di 0,51 euro, variando la percentuale di partecipazione dal 90% al 67,63606% del capitale sociale di 289.697.850 euro.

Eni Servizi Amministrativi SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 12 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 118.550 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 10 ottobre 2001 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 2.580.000 euro a 12.000.000 di euro da attuarsi mediante aumento del valore nominale delle azioni da 5,16 euro a 24 euro cadauna.

In data 22 novembre 2001 l'Eni SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale di propria spettanza versando la somma di 5.652.000 euro in data 30 novembre 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 300.000 azioni, variando il valore nominale da 5,16 euro a 24 euro, pari al 60% del capitale sociale di 12.000.000 di euro.

EniSud SpA - Roma
L'Assemblea del 12 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 2.277.691 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 25 maggio 2001 l'Eni SpA ha acquistato dalla Singea SpA (in liquidazione) n. 275.405 azioni del valore nominale di 5,16 euro al prezzo di 1.250.506 euro corrispondente alla quota del patrimonio netto risultante dal bilancio al 31 dicembre 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 2.754.050 azioni, pari al 50% del capitale sociale, a n. 3.029.455 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 55% del capitale sociale di 28.421.796 euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 969.694 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 780.000 euro, pari a 50 euro per azione, e di imputare l'utile residuo di 141.209 euro a riserva disponibile. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 312.000 euro in data 7 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 6.240 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 40% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Eurosolare SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 1.743.421 euro, che residua in 71.008 euro dopo la copertura della perdita di 1.672.413 euro deliberata dall'Assemblea del 25 settembre 2000 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 luglio 2000. L'Assemblea ha inoltre deliberato di portare a nuovo la perdita residua.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 19.999.900 azioni del valore nominale di 0,70 euro, pari al 99,9995% del capitale sociale di 14.000.000 di euro.

Iafe SpA - Castelgandolfo

In data 29 marzo 2001 l'Eni SpA ha ceduto a Eni Corporate University SpA (ex EniFormazione SpA) l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 875.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 35% del capitale sociale di 1.300.000 euro, al prezzo complessivo di 468.304 euro, corrispondente alla quota del patrimonio netto risultante dal bilancio al 31 dicembre 2000.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 9.595.000 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 21.900.000 euro, pari a 0,73 euro per azione, riportando a nuovo l'utile residuo di 274.000 euro. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.190.000 euro in data 3 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 3.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 10% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 84.628.151.815 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile, di distribuire agli azionisti un dividendo unitario di 120 lire alle azioni ordinarie e di 150 lire alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 52.844.916.540 lire e di portare a nuovo l'utile residuo di 26.580.702.985 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.953.775.120 lire in data 24 maggio 2001. L'Assemblea ha inoltre deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 1 euro utilizzando riserve per la differenza di conversione di 212.873.709 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 57.948.126 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro pari al 13,16293% del capitale sociale di 440.237.300 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 18 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 32.074 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Sicco SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 29 gennaio 2001 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 516.000 euro a 13.427.419,08 euro da attuarsi mediante emissione di n. 2.502.213 azioni dal valore nominale di 5,16 euro. L'Eni SpA, in pari data, ha sottoscritto n. 400.354 azioni versando la somma di 619.748 euro pari ai 3/10 dell'aumento del capitale sociale. Gli ulteriori 7/10, pari a 1.446.079 euro, sono stati versati in data 4 aprile 2001.

L'Assemblea del 10 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 357.899 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati, di distribuire agli azionisti un dividendo di 205.379 euro, pari a 2,05 euro per azione. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 32.800 euro in data 25 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 16.000 azioni, pari al 16% del capitale sociale, a n. 416.354 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 15,99999% del capitale sociale di 13.427.419,08 euro.

Singea SpA (in liquidazione) ex Enirisorse SpA (in liquidazione) - Roma

L'Assemblea del 6 aprile 2001 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 897.953 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha inoltre deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 10.000 lire a 5,16 euro attribuendo la differenza di conversione di 45.690 euro a riserva legale.

L'Assemblea del 6 luglio 2001 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in Singea SpA (in liquidazione).

Nei mesi di luglio e novembre 2001 l'Eni SpA ha versato a copertura delle perdite degli esercizi precedenti la somma di 324.000.000 di euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 10.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 51.600.000 euro.

Snam SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 30 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 834.895.131.223 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva ammortamenti anticipati e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 570.710.000.000 di lire, pari a 263 lire per azione e di portare a nuovo l'utile residuo di 796.891.541 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 570.709.983.694 lire in data 15 maggio 2001.

L'Assemblea del 28 maggio 2001 ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della Snam SpA nell'Eni SpA con un rapporto di cambio per le azioni Snam in possesso di azionisti diversi dall'Eni SpA di n. 1 azione Eni per ogni azione Snam.

L'atto di fusione per incorporazione è stato stipulato in data 30 gennaio 2002, con effetto dal 1° febbraio 2002.

Il Consiglio di amministrazione ha deliberato il 17 settembre 2001 la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 1.000 lire a 0,52 euro utilizzando per la differenza di conversione di 7.688.529 euro la riserva di rivalutazione ex legge 342/2000.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 2.169.999.938 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,99999% del capitale sociale di 1.128.400.000 euro.

Snam Rete Gas SpA (ex Rete Gas Italia SpA) - San Donato Milanese

In data 11 maggio 2001 l'Eni SpA ha ceduto alla Snam SpA l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 10.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10% del capitale sociale di 100.000 euro, al prezzo di 10.000 euro corrispondente al valore nominale delle azioni.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 18.156.131 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 17.200.000 euro, pari a 0,86 euro per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 48.325 euro. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 13.760.000 euro in data 8 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 16.000.000 di azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari all'80% del capitale sociale di 103.200.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 16.422.133 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva ammortamenti anticipati e utilizzando parte della riserva "fondo investimenti ricerche petrolifere", di distribuire agli azionisti un dividendo di 14.973.200 euro, pari a 0,205 euro per azione, e di attribuire la differenza di 669.416 euro alla riserva utili riportati a nuovo. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 14.967.521 euro, in data 4 maggio 2001.

In data 12 novembre 2001 l'Eni SpA ha acquistato dalla Sofid SpA n. 1.500 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari allo 0,0021% del capitale sociale di 37.980.800 euro, al prezzo di 1.547,52 euro, pari alla corrispondente quota di patrimonio netto risultante dal bilancio al 31 dicembre 2000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 73.012.297 azioni, pari al 99,96207% del capitale sociale, a n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma

L'Assemblea del 23 aprile 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 19.642.389 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 18.258.966 euro, pari a 0,111 euro per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 401.304 euro. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 14.139.274 euro in data 8 maggio 2001.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 127.380.844 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 77,43743% del capitale sociale di 85.537.498,80 euro.

Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA - Ragusa

In data 20 marzo 2001 l'Eni SpA ha acquistato dalla Sofid SpA n. 2.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 10% del capitale sociale di 103.200 euro, al prezzo di 2.737.222 euro, corrispondente al valore risultante da perizia predisposta da un professionista indipendente.

L'Assemblea del 30 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 3.792.766 euro e ha deliberato, previo accantonamento a riserva ammortamenti anticipati, di portare a nuovo l'utile residuo di 13.338 euro. L'Assemblea ha deliberato inoltre di approvare il progetto di fusione per incorporazione della Somicem SpA nell'Eni SpA sulla base del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2000.

L'atto di fusione per incorporazione è stato stipulato in data 30 gennaio 2002, con effetto dal 1° febbraio 2002.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 18.000 azioni, pari al 90% del capitale sociale, a n. 20.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 103.200 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 luglio 2001 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 100.000 euro a 1.000.000 di euro mediante emissione di n. 900.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna. L'Eni SpA in data 1° ottobre 2001 ha sottoscritto n. 810.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 810.000 euro.

L'Assemblea del 31 ottobre 2001 ha deliberato l'aumento del capitale da 1.000.000 di euro a 152.205.500 euro mediante emissione di n. 151.205.500 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna al prezzo di 10 euro per azione, con sovrapprezzo di 9 euro per azione. In esecuzione della suddetta delibera, l'Eni SpA ha conferito il ramo d'azienda denominato "Stoccaggi gas" valutato 1.502.055.000 euro, ricevendo n. 150.205.500 azioni ordinarie.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è variata da n. 90.000 azioni, pari al 90% del capitale sociale, a n. 151.105.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,27729% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Tecnomare SpA - Venezia

L'Assemblea del 18 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con l'utile di 842.602 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 180.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 45% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

Weddec Plc - Londra

In data 21 dicembre 2001 è stata costituita la società Weddec Plc, con un capitale sociale di 50.000 lire sterline.

L'Eni SpA ha sottoscritto in pari data n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,998% del capitale sociale.

IMPRESE COLLEGATE

Albacom SpA - Roma

L'Assemblea del 2 aprile 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle azioni da 100.000 lire a 51 euro attribuendo la differenza di conversione di 3.508.808 euro a riserva legale. L'Assemblea ha inoltre deliberato di modificare il valore nominale delle azioni da 51 euro a 1 euro da eseguirsi mediante assegnazione ai soci di 51 azioni del valore nominale di 1 euro per ogni azione posseduta del valore nominale di 51 euro.

L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 277.145.730 euro a 405.145.730 euro da eseguirsi mediante emissione di n. 128.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro da destinare al collocamento in borsa.

L'Assemblea dell'11 giugno 2001 ha approvato il bilancio al 31 marzo 2001 che chiude con la perdita di 134.174.754 euro che residua in 15.321.547 euro dopo la copertura della perdita di 118.853.207 euro deliberata dall'Assemblea del 21 dicembre 2000 che ha approvato la situazione patrimoniale al 31 ottobre 2000; l'Assemblea ha deliberato altresì il riporto a nuovo della perdita residua.

L'Assemblea del 20 dicembre 2001 ha deliberato di revocare la delibera di aumento del capitale sociale da 277.145.730 euro a 405.145.730 euro deliberato dall'Assemblea del 2 aprile 2001. L'Assemblea ha approvato inoltre la situazione patrimoniale al 31 ottobre 2001 che chiude con la perdita di 93.311.367 euro e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva legale e la riduzione del capitale sociale da 277.145.730 euro a 187.343.216,4 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 1 euro a 0,68 euro, annullamento di n. 1.641.000 azioni da 0,68 euro e portando a nuovo la perdita di 45,4 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 342.280.241 euro mediante aumento del valore nominale delle azioni da 0,68 euro a 1 euro e l'emissione di n. 66.775.511 nuove azioni del valore nominale di 1 euro. L'aumento è avvenuto mediante conversione a capitale del finanziamento non fruttifero già erogato nel 2001 dai soci per 154.937.070 euro.

All'Eni SpA sono state assegnate n. 23.371.429 azioni del valore nominale di 1 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 119.798.059 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 34,99999% del capitale sociale di 342.280.241 euro.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'Assemblea del 23 febbraio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 671.995.566 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato inoltre la ridenominazione del capitale sociale in euro mediante conversione del valore nominale delle quote da 1.000.000 di lire a 516,45 euro attribuendo la differenza di conversione di 76 euro a riserva legale.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2001 è di n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del capitale sociale di 5.680.950 euro.

Leag SpA (in liquidazione) - Mosca
La società, che dal 1995 non esercita alcuna attività, ha optato di non adempiere alle prescrizioni della legge federale russa che prevede la registrazione dei trasferimenti dei titoli azionari e pertanto, decorsi i termini per proporre qualsiasi azione legale, fiscale o amministrativa, è da considerarsi estinta dal 1° aprile 2001.

Thetis SpA - Venezia
L'Assemblea del 18 maggio 2001 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2000 che chiude con la perdita di 228.710.433 lire e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva fondo contributi in conto capitale ex art. 55 TUIR.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2000 è rimasta immutata in n. 32.202 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 26,44689% del capitale sociale di 6.288.955,65 euro.