69421/301

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 76,72 miliardi di metri cubi con un aumento di 5,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (6,42 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,42 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'85% del totale (83% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia per l'Italia (1,70 miliardi di metri cubi), anche a seguito della progressiva entrata a regime del contratto di fornitura di lungo termine stipulato nel 1996 con Gazexport, dalla Russia per la Turchia (0,97 miliardi di metri cubi), connesso al contratto di fornitura alla società turca Botas, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi, dalla Libia e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04, 0,55 e 0,30 miliardi di metri cubi). In diminuzione gli acquisti di GNL dall'Algeria (0,71 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori consegne da parte della Sonatrach dovute al verificarsi all'inizio dell'anno di un incidente all'impianto di liquefazione di Skikda che ne ha ridotto la capacità di lavorazione.

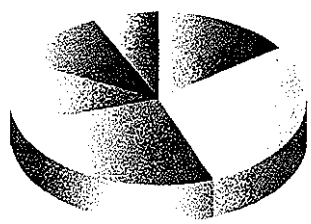
Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA (100% Eni) 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamento di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	12,67	12,16	11,30	(0,86)	(7,1)
Russia per Italia	18,62	18,92	20,62	1,70	9,0
Russia per Turchia		0,63	1,60	0,97	154,0
Algeria	16,35	16,53	18,86	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,55	7,41	8,45	1,04	14,0
Norvegia	4,83	5,44	5,74	0,30	5,5
Croazia	0,31	0,65	0,68	0,03	4,6
Regno Unito	1,48	1,98	1,76	(0,22)	(11,1)
Ungheria	3,05	3,56	3,57	0,01	0,3
Libia		0,00	0,55	0,55	
Algeria (GNL)	1,92	1,98	1,27	(0,71)	(35,9)
Altri (GNL)	0,30	0,72	1,00	0,28	38,9
Altri acquisti via gasdotto		0,00	0,08	0,08	
Altri acquisti	0,03	0,04	0,04	0,00	0,0
Altri extra -Europa	0,96	1,14	1,20	0,06	5,3
Estero	55,40	59	65,42	6,42	10,9
Totale approvvigionamenti	68,07	71,16	76,72	5,56	7,8
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,43)	0,84	0,93	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,50)	(0,61)	(0,52)	0,09	(14,8)
Disponibilità per la vendita	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0

Approvvigionamento di gas naturale per area geografica

miliardi di metri cubi
76,72



Take-or-pay

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 16 anni. I contratti in essere, che contengono clausole

69421 | 302

take-or-pay, assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2003 i ritiri di gas dell'Eni sono stati complessivamente inferiori di circa 540 milioni di metri cubi rispetto agli obblighi minimi di prelievo; questi minori ritiri sono stati interamente recuperati dall'Eni nel 2004.

Vendite di gas naturale

Nel 2004 le vendite di gas naturale (84,45 miliardi di metri cubi, compresi gli autoconsumi e la quota delle vendite delle società collegate e di altre imprese rilevanti) sono aumentate di 6,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (4,33 miliardi di metri cubi).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi (50,39 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito essenzialmente delle riduzioni registrate nei settori grossisti (1,18 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,78 miliardi di metri cubi), nonché alla circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture (0,54 miliardi di metri cubi) ad alcuni operatori di questi settori - in particolare ai grossisti - è stata effettuata in relazione ai provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)[1]. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dagli aumenti delle vendite nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (21,87 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,71 miliardi di metri cubi) anche a seguito dell'avvio nel quarto trimestre delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (0,97 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto *Blue Stream*; (iii) in Spagna (0,60 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita dei volumi venduti all'operatore elettrico Iberdrola e all'avvio delle forniture alla collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%); (iv) in Germania, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e a un altro operatore del mercato tedesco (complessivamente 0,56 miliardi di metri cubi); (v) nel Regno Unito, in relazione all'attività di commercializzazione svolta (0,27 miliardi di metri cubi); (vi) in Francia, in relazione all'avvio dell'attività di commercializzazione (0,15 miliardi di metri cubi).

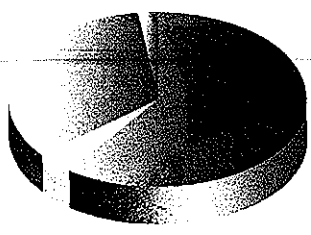
Gli autoconsumi[2] (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 nel 2003) riguardano essenzialmente le forniture all'EniPower (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa (0,34 miliardi di metri cubi) e al settore Refining & Marketing (0,25 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 7,32 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,38 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,5%, e hanno riguardato: (i) la GVS con 3,37 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,34 miliardi di metri cubi; (iii) i volumi (1,48 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense.

Vendite di gas naturale e autoconsumi

miliardi di metri cubi

84,45



Italia 60%

Autoconsumi 4%

Resto d'Europa 34%

Extra Europa 2%

(1) È stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

69421|303

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia [1]	50,43	50,86	50,39	(0,47)	(0,9)
Grossisti	17,02	15,36	14,18	(1,18)	(7,7)
Gas release			0,54	0,54	
Clienti finali	33,41	35,50	35,67	0,17	0,5
Industriali	14,43	13,17	12,39	(0,78)	(5,9)
Termoelettrici	12,48	15,03	15,92	0,89	5,9
Residenziali	6,50	7,30	7,36	0,06	0,8
Resto d'Europa	12,77	17,54	21,87	4,33	24,69
Extra Europa	0,92	1,09	1,17	0,08	7,34
Totale vendite a terzi	64,12	69,49	73,43	3,94	5,7
Autoconsumi Eni	2,02	1,90	3,70	1,80	94,7
Totale vendite a terzi e autoconsumi Eni	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0
Vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti [2] (quota Eni)	2,40	6,94	7,32	0,38	5,5
Europa	1,93	6,23	6,60	0,37	5,9
Extra Europa	0,47	0,71	0,72	0,01	1,4
Totale vendite gas naturale	68,54	78,33	84,45	6,12	7,8

(1) La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1, lettere a) e b), del D.Lgs. n. 164/2000.
(2) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

Volumi di gas naturale trasportati [1] (miliardi di metri cubi)

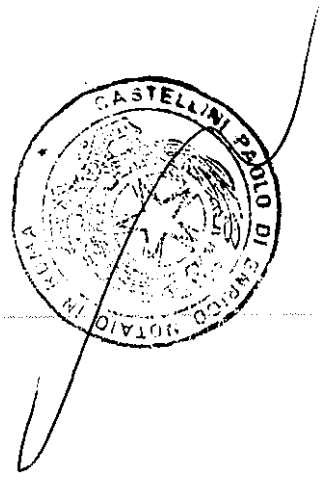
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Per conto dell'Eni	54,56	51,74	52,15	0,41	0,8
Per conto terzi	19,11	24,63	28,26	3,63	14,7
Enel	8,28	9,18	9,25	0,07	0,8
Edison Gas	4,61	7,49	8,00	0,51	6,8
Altri	6,22	7,96	11,01	3,05	38,3
	73,67	76,37	80,41	4,04	5,3

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (80,41 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,04 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,3%, a seguito della crescita della domanda nazionale (3,8%), nonché dei maggiori prelievi da stoccaggi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (28,26 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,63 miliardi di metri cubi, pari al 14,7%.

Nel 2004 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,07 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,5 miliardi di metri cubi nel 2003), effettuando 68 scarichi da navi metaniere (123 nel 2003). La sensibile riduzione dei volumi rigassificati è dovuta principalmente agli effetti dell'incidente all'impianto di produzione di GNL di Skikda in Algeria della Sonatrach.



Iniziative di sviluppo

Galp

Il 31 marzo 2004 lo Stato portoghese, Eni, Energias de Portugal (EdP) e Rete Electrica National (REN), Parpublica e Galp Energia (Galp) hanno definito gli accordi per: (i) il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e di distribuzione di prodotti petroliferi svolta in Portogallo; (ii) la concentrazione dell'interesse dell'Eni nelle attività gas median-

te l'acquisizione del 49% del capitale azionario di Gas de Portugal dopo lo *spin-off* della rete posseduta da Galp (EdP il restante 51%).

Il 9 dicembre 2004 la Commissione europea non ha autorizzato l'operazione ritenendo che essa avrebbe rafforzato la posizione dominante di EdP sul mercato elettrico portoghese; ciò ha determinato il venir meno degli accordi del 31 marzo 2004 e la piena reviviscenza del patto parasociale firmato nel 2000 tra l'Eni e lo Stato portoghese sulla gestione della Galp.

Al fine di valutare possibili alternative alle transazioni definite con gli accordi del 31 marzo 2004, nel gennaio 2005 l'Eni e lo Stato portoghese hanno definito il nuovo accordo che posticipa i termini di esercizio del diritto dell'Eni (*call*) ad aumentare la propria partecipazione in Galp.

Nel 2004 la Galp Energia ha venduto circa 4,4 miliardi di metri cubi di gas naturale a circa 820 mila clienti gestendo una rete di gasdotti ad alta, media e bassa pressione dello sviluppo di circa 11.700 chilometri. Le attività nel settore gas della Galp Energia includono, tra le altre, la partecipazione in due infrastrutture di importazione: il gasdotto Transmaghrebino e il terminale GNL di Sines che consentono l'accesso al mercato iberico.

Scissione dell'Italgas

Il 23 giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato la scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), nonché l'incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più. L'Italgas, con sede a Torino, continuerà a gestire la rete di distribuzione del gas naturale in Italia. Con l'incorporazione di Italgas Più, società che svolge attività di vendita e di gestione dei clienti, l'Eni avrà l'accesso diretto ai circa 5 milioni di clienti serviti in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali. L'operazione è coerente con l'obiettivo di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, perseguito con il lancio nel novembre 2002 dell'OPA sulle azioni Italgas, e di semplificazione dell'assetto parteciparivo del Gruppo.

Greenstream

Il 1° ottobre 2004 è entrato in esercizio il sistema di trasporto *Greenstream*, la nuova via di importazione di gas naturale in Italia. Il gasdotto sottomarino che collega Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, del diametro di 32 pollici e della lunghezza di 520 chilometri, è stato posato dal mezzo navale della Saipem Castoro 6 alla profondità massima di 1.130 metri e trasporterà a regime, nel 2006, 8 miliardi di metri cubi/anno provenienti dai giacimenti libici (4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine.

Nel periodo ottobre-dicembre 2004, sono stati trasportati circa 0,5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

GNL Nigeria

L'Eni possiede la partecipazione del 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd (NLNG) che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny (Nigeria) e commercializza il GNL prodotto. La partecipazione consente all'Eni di valorizzare il *gas equity* prodotto in Nigeria. L'impianto, costituito attualmente da 3 treni di trattamento della capacità di produzione complessiva di circa 11,2 miliardi di metri cubi/anno di GNL, è in corso di potenziamento mediante l'installazione di altri due treni con entrata in esercizio prevista nella seconda metà del 2005. Nel luglio 2004 gli azionisti della NLNG hanno approvato il progetto di costruzione di un sesto treno per un investimento di circa 400 milioni di dollari in quota Eni (inclusa la parte *upstream*). L'entrata in esercizio del sesto treno è prevista nel 2007. A regime, nel 2007, l'impianto di liquefazione avrà una capacità di 26,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL.

Vendita del business idrico

Il 13 dicembre 2004 è stato firmato l'atto di vendita da parte di Italgas del pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società

69421|305

Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85,1 milioni di euro (euro 15,57 per azione). Il 20 gennaio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e il mercato ha autorizzato l'operazione; il relativo *closing* è avvenuto il 15 marzo 2005.

Il 10 marzo 2005 è stato firmato l'atto di vendita, da parte di Italgas della partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA a Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro. L'operazione è subordinata all'approvazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. Il *closing* è previsto nel maggio 2005.

Le operazioni descritte si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Regolamentazione

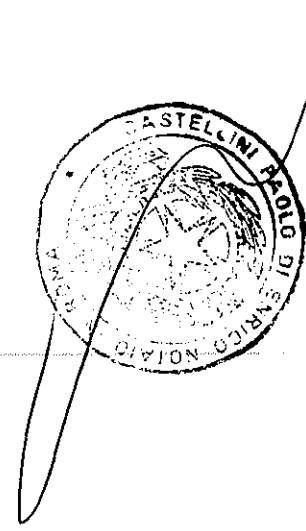
Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Contratti di vendita all'estero

Con provvedimento adottato il 21 novembre 2002 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha configurato a carico dell'Eni una fattispecie abusiva inerente l'effetto escludente dei contratti di vendita all'estero stipulati nel 2001 con operatori del settore che importano in Italia i volumi contrattati. L'Autorità ha ritenuto che tali accordi abbiano vanificato di fatto la ratio dell'art. 19 del D.Lgs. 164/2000 che fissa i limiti alle immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti da parte di un singolo operatore. Con lo stesso provvedimento e tenuto conto dell'incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, l'Autorità ha inflitto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni "misure idonee a eliminare l'infrazione accertata, con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente".

Il 18 giugno 2004 l'Eni ha sottoposto al vaglio dell'Autorità la proposta di cessione pluriennale dal 2004 al 2008 al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas, corrispondenti a 2,3 miliardi di metri cubi per ciascuno dei 4 anni termici del periodo 2004-2008. Con delibera del 24 giugno 2004, l'Autorità ha ritenuto che l'attuazione della misura proposta dall'Eni fosse sufficiente a far cessare gli effetti degli abusi contestati nella delibera del 21 novembre 2002.

Con delibera del 7 ottobre 2004 di chiusura della procedura in oggetto, l'Autorità, preso atto che l'Eni a seguito del completamento della procedura di aggiudicazione gas ha realizzato misure idonee a dare esecuzione alla delibera del 21 novembre 2002, ha comunque irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria di 4,5 milioni di euro a fronte dell'asserito ritardo dell'Eni nell'attuazione di tale misura di ottemperanza. Con ricorso al TAR Lazio del 6 dicembre 2004, l'Eni ha chiesto l'annullamento della delibera del 7 ottobre 2004 e della sottostante sanzione amministrativa rilevata comunque in bilancio. Inoltre è pendente avanti il TAR Lazio il ricorso dell'Eni avverso il provvedimento del 21 novembre 2002.



TTPC

Il 1° febbraio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato all'Eni l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria si riferiscono ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che ha considerato risolti di diritto per il mancato avveramento delle condizioni sospensive i contratti di trasporto *ship or pay* stipulati dalla TTPC il 31 marzo 2003 con quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC, e dunque di non aver proceduto al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Indagine conoscitiva

Il 17 giugno 2004 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno deliberato la chiusura dell'indagine conoscitiva avviata congiuntamente nel febbraio 2003. Le Autorità hanno ritenuto che il mercato italiano del gas sia caratterizzato da insufficienti livelli di concorrenza individuando nell'integrazione verticale dell'Eni una delle principali cause, nonostante le disposizioni del D.Lgs. 164/2000.

Le due Autorità hanno segnalato come possibili interventi volti a migliorare il grado di concorrenza del mercato del gas in Italia: (i) il potenziamento da parte dell'Eni dei gasdotti internazionali di importazione dalla Russia e dall'Algeria (TAG e TTPC); (ii) la costituzione di un operatore indipendente del sistema (*ISO - Independent System Operator*) che dovrebbe possedere e gestire le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio; (iii) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori della titolarità di parte dei contratti di approvvigionamento a lungo termine; (iv) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori di quantitativi adeguati di gas a un prezzo prossimo al costo di approvvigionamento e senza controllo sui destinatari.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. In particolare il 2004 chiude il primo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 73% dei consumi nazionali di gas naturale. La presenza dell'Eni nel mercato italiano è risultata coerente con detto limite.

Direttiva 2003/55/CE

Il 4 agosto 2003 è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che dal 1° luglio 2004, termine stabilito per il recepimento da parte degli Stati membri, sostituisce la Direttiva 98/30/CE.

I punti salienti della direttiva 2003/55/CE da segnalare, tenendo conto che talune disposizioni della stessa sono già state attuate dal D.Lgs. 164/2000 e da altre leggi di disciplina del settore energetico, sono i seguenti:

- separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate. In Italia la separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale è sancita dall'art. 21 del D.Lgs. 164/2000;
- deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

Le disposizioni di attuazione della direttiva sono all'esame del Senato, in seconda lettura ("Legge Comunitaria").

69421|307

Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 31 ottobre 2002

Il decreto, emanato in attuazione del D.L. n. 193/2002, ha stabilito che l'Autorità: (i) definisce, calcola e aggiorna le tariffe di vendita del gas a quei clienti che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato; (ii) definisce metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente costi variabili tali da ridurre l'impatto inflazionistico.

In attuazione delle disposizioni del decreto, l'Autorità con la delibera n. 195/2002 ha modificato le modalità di aggiornamento delle componenti tariffarie del gas legate alle variazioni dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi.

Legge 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico

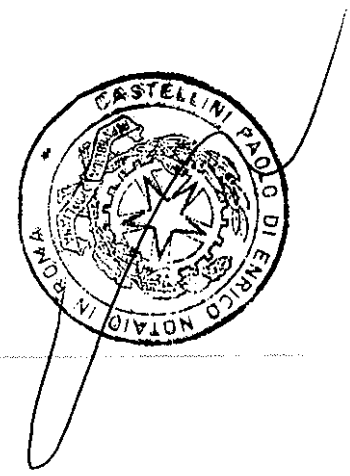
In particolare si segnala quanto segue:

a) la legge riconosce un'esenzione dalla disciplina del "diritto di accesso di terzi" a beneficio dei soggetti che investono direttamente o indirettamente nella realizzazione o nel potenziamento di infrastrutture: (i) di interconnessione tra le reti di trasporto degli Stati Membri dell'UE e la rete nazionale dei gasdotti, (ii) di interconnessione con le reti di trasporto di Stati non UE ai fini dell'importazione in Italia; (iii) di rigassificazione del GNL in Italia; (iv) di stoccaggio in sotterraneo in Italia. I soggetti che investono possono ottenere il conferimento in via prioritaria della nuova capacità realizzata in misura non inferiore all'80% e per un periodo non inferiore a venti anni;

b) il comma 34 dell'articolo unico vieta alle aziende operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, che hanno in concessione o in affidamento la gestione di servizi pubblici locali ovvero delle reti, di esercire attività nei servizi postcontatore (a eccezione delle attività di vendita) in regime di concorrenza nei confronti degli stessi utenti serviti in virtù della concessione/affidamento e per tutta la durata della concessione/affidamento. Il divieto è esteso anche all'esercizio dell'attività mediante società collegate o partecipate;

c) il comma 51 dell'articolo unico abroga il comma 5 dell'art. 16 del D.Lgs. 164/2000 che imponeva alle aziende distributrici l'obbligo di accertare che gli impianti di utenza che non servono esclusivamente cicli produttivi o artigianali siano stati eseguiti e funzionino in stato di sicurezza (la c.d. sicurezza post-contatore);

d) il comma 69 fornisce l'interpretazione autentica della norma del D.Lgs. n. 164/2000 relativa al regime transitorio delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento (21 giugno 2000) che riconosce la facoltà di riscatto anticipato del servizio di distribuzione, seppure finalizzato alla successiva indizione della gara anziché all'affidamento diretto. Il provvedimento modifica la disciplina dettata dal D.Lgs. n. 164/2000: (i) estendendo al 31 dicembre 2007 il periodo transitorio fissato per la prosecuzione delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento, con possibile proroga di un anno qualora vengano ravvisate dall'Ente locale motivazioni di pubblico interesse; (ii) abrogando la cumulabilità delle ulteriori proroghe previste dal D.Lgs. n. 164/2000 in presenza di determinate condizioni (riorganizzazioni aziendali, parametri dimensionali, composizione dell'azionariato). Resta invariata al 31 dicembre 2012 la scadenza delle concessioni in essere affidate mediante gara.



Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 137/2002 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale dei gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera, l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato dall'Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato all'Eni il 19 febbraio 2005.

69421/308

Attività di commercializzazione

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002

Al fine di attenuare gli impulsi inflazionistici connessi alla crescita delle quotazioni internazionali del petrolio nella seconda metà del 2004, l'Autorità con la delibera del 29 dicembre 2004 n. 248 ha modificato la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002, delle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come cliente non idoneo. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) fissazione del limite massimo del 75% alle variazioni della componente materia prima qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni - qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente - determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del petrolio *Brent* in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,25 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005.

Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.

L'Eni ha presentato ricorso avverso la delibera 248/2004 con richiesta di sospensiva di efficacia della stessa. Il 25 gennaio 2005 il TAR per la Lombardia ha accolto la richiesta e ha rinviato al mese di giugno 2005 la trattazione del merito del ricorso. Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello dell'Autorità che richiedeva l'annullamento della sospensiva decisa dal TAR.

Attività di distribuzione

Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investito delle imprese di distribuzione, contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione. Il tasso di recupero della produttività - una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe - è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Il TAR con sentenza del 16 febbraio ha annullato la delibera 170/2004. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, l'8 marzo 2005, ha sospeso il provvedimento del TAR in attesa del giudizio di merito.

69421|309

generazione elettrica

Operativa dal 2000, EniPower è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata di 3,3 gigawatt con un incremento di circa 1,4 gigawatt rispetto al 2003, di cui 0,1 gigawatt di acquisto.

L'Eni sta attuando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2007 una potenza in esercizio pari a 5,3 gigawatt con una produzione, nell'anno successivo di 32,5 TWh corrispondenti a oltre il 10% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,2 miliardi di euro.

Le nuove capacità installate utilizzeranno la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Si stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 32 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11,8 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali, coerentemente con le previsioni del Protocollo di Kyoto.

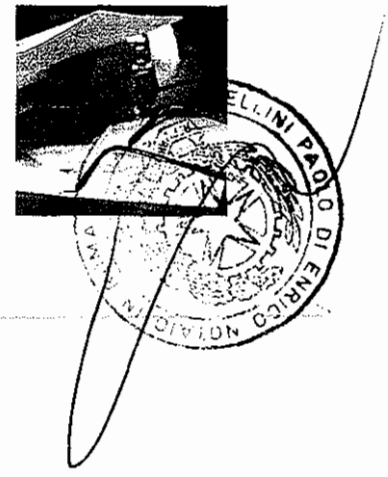
Il programma di sviluppo è stato completato presso i siti di Ferrera Erbognone e di Ravenna ed è in corso presso i siti di Brindisi, Mantova e Ferrara:

FERRERA ERBOGNONE (provincia di Pavia). Il 14 maggio 2004 è stata inaugurata la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Ferrera Erbognone, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico. La centrale, della potenza di circa 1.030 megawatt, è costituita da tre gruppi di cui due, della potenza di circa 390 megawatt, alimentati a gas naturale e uno di circa 250 megawatt che utilizzerà come combustibile, oltre al gas naturale, anche il gas di raffineria proveniente dall'impianto di gassificazione dei residui di raffineria dell'adiacente raffineria dell'Eni di Sannazzaro de' Burgondi.

RAVENNA. Sono entrati in esercizio due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno che, considerati i 190 megawatt in esercizio, hanno portato a circa 970 megawatt la potenza installata della centrale.

BRINDISI. È in corso la realizzazione di tre nuovi gruppi a ciclo combinato con una potenza ciascuno di 390 megawatt. La centrale, a regime, avrà una potenza in esercizio di circa 1.320 megawatt considerata quella in esercizio. Il completamento della centrale è programmato tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006.

MANTOVA. Sono in corso i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno; il primo ha già effettuato il primo parallelo con la rete di trasmissione nazionale. L'entrata in esercizio del secondo gruppo è prevista nella seconda metà del 2005 con entrata a regime a inizio 2006. Al termine dei lavori la centrale avrà una potenza installata di circa 840 megawatt. L'impianto fornirà alla città di Mantova vapore a uso riscaldamento attraverso un sistema di teleriscaldamento.



FERRARA. EniPower possiede il 51% del capitale della Società EniPower Ferrara (SEF), in *partnership* con la società EGL Italia, consociata italiana del gruppo svizzero EGL. La SEF ha avviato la costruzione di due nuovi cicli combinati da 390 megawatt ciascuno che consi-

		2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	819	940	**2.617**	1.677	178,4
Altri combustibili	(migliaia di tep)	885	847	**695**	(152)	(17,9)
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	5,00	5,55	**13,85**	8,30	149,5
Trading di energia elettrica	(terawattora)	1,7	3,1	**3,1**	..	..
Vapore	(migliaia di tonnellate)	9.302	9.303	**10.040**	737	7,9

69421/310

derati gli impianti in esercizio porteranno la capacità installata della centrale di Ferrara a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nel 2007. Nel 2004 sono stati acquistati 80 megawatt di potenza.

Nel 2004 la produzione venduta di energia elettrica (13,85 terawattora) è aumentata di 8,30 terawattora rispetto al 2003, pari al 149,5%; sono stati acquistati 3,1 terawattora da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10 milioni di tonnellate) sono aumentate di 737 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 7,9%.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.446 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (553 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (451 milioni di euro), in particolare presso i siti di Brindisi, Ferrara, Ferrera Erbognone, Mantova e Ravenna; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (168 milioni di euro); (iv) il completamento del gasdotto *Greenstream* entrato in esercizio in ottobre (159 milioni di euro).

69421/34

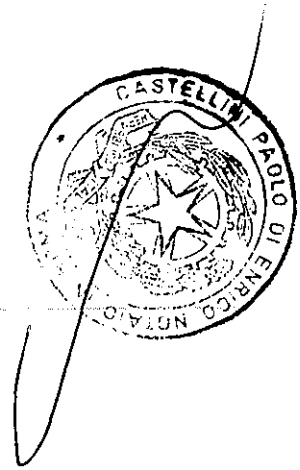
refining & marketing

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità carburanti, è stato lanciato sul mercato il BluSuper, la nuova benzina che riduce le emissioni inquinanti e assicura più elevate prestazioni motoristiche. Il prodotto anticipa le specifiche sui carburanti previste dalla normativa comunitaria a partire dal 2009

L'erogato medio della rete a marchio Agip in Italia è aumentato del 4,5% (da 2,4 a 2,5 milioni di litri) a seguito del processo di razionalizzazione, nonché del successo commerciale dei nuovi carburanti introdotti sul mercato e della campagna promozionale "Club Fai da Te" che a fine periodo vantava 3,8 milioni di aderenti

Le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa hanno superato i 4,4 miliardi di litri con un aumento del 15,1% rispetto al 2003 a seguito della strategia di sviluppo selettivo attuata in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita dove l'Eni può far leva sulla notorietà del marchio e sulle sinergie logistico-operative

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, è stato venduto l'intero pacchetto azionario della società Agip do Brasil operante nella distribuzione di prodotti petroliferi, attraverso una rete di oltre 1.500 stazioni di servizio, e nella commercializzazione di GPL in bombole



(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi (1)	21.546	22.148	26.094
Utile operativo	321	583	965
Investimenti tecnici	550	730	669
Investimenti in partecipazioni	54	10	46
Dipendenti a fine periodo (numero)	13.757	13.277	9.224

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

69421/312

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2004 sono state acquistate 67,05 milioni di tonnellate di petrolio (63,4 milioni nel 2003), di cui 35,73 milioni dal settore Exploration & Production[1], 19,9 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 11,42 milioni sul mercato *spot*. La suddivisione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 16% dal Mare del Nord, 17% dai paesi dell'ex CSI, 11% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 3% da altre aree. Sono state commercializzate 32,39 milioni di tonnellate di petrolio con un incremento di 1,19 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,9%. Sono stati acquistati 3,10 milioni di tonnellate di semilavorati (3,43 milioni nel 2003) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 18,8 milioni di tonnellate di prodotti (17,73 milioni nel 2003) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,99 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (13,83 milioni di tonnellate).

Raffinazione

Lavorazioni

Nel 2004 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (37,68 milioni di tonnellate) sono aumentate di 2,25 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente: (i) delle maggiori lavorazioni in Italia (1,55 milioni di tonnellate, pari al 5,1%), in particolare sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione delle raffinerie di Livorno e di Milazzo; (ii) delle maggiori lavorazioni nel resto d'Europa (0,7 milioni di tonnellate, pari al 19,3%) dovute essenzialmente alle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska (Eni 16,33%) che, in base al nuovo assetto organizzativo definito nel secondo semestre 2003, fornisce agli azionisti il servizio di lavorazione in conto proprio in proporzione alle rispettive quote di partecipazione (in precedenza gli azionisti acquistavano dalla raffineria i prodotti finiti in base alle proprie necessità commerciali). Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente posse-

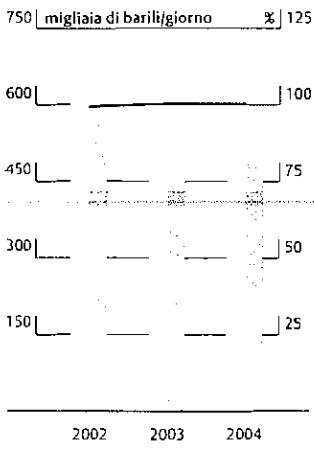
(1) Il settore Refining & Marketing acquista circa il 70% dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	30,09	25,09	**26,75**	1,66	6,6
Lavorazioni in conto terzi	(1,88)	(1,72)	**(1,50)**	0,22	(12,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	6,27	8,43	**8,10**	(0,33)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	34,48	31,80	**33,35**	1,55	4,9
Consumi e perdite	(1,91)	(1,64)	**(1,64)**	0,00	0,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	**32,57**	**30,16**	**31,71**	**1,55**	**5,2**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,27	5,86	**5,07**	(0,79)	(13,5)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,56)	(5,19)	**(5,03)**	0,16	(3,1)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,74)	(1,07)	**(1,06)**	0,01	(0,9)
Prodotti venduti	**31,54**	**29,76**	**30,69**	**0,93**	**3,1**
Estero					
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,98**	**3,36**	**4,04**	**0,68**	**20,2**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	12,16	12,12	**13,78**	1,66	13,7
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,56	5,19	**5,03**	(0,16)	(3,1)
Prodotti venduti	**20,70**	**20,67**	**22,85**	**2,18**	**10,5**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**52,24**	**50,43**	**53,54**	**3,11**	**6,2**

(1) Include le lavorazioni della Raffineria di Milazzo ScpA (Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee (Eni 28%).

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



69421/313

dute sono state di 26,75 milioni di tonnellate (25,09 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata. Il 33% del petrolio lavorato è di produzione Eni (32,9% nel 2003).

Il 26 dicembre 2004 una forte mareggiata ha provocato danni consistenti alla diga foranea, opera demaniale in concessione esclusiva alla Raffineria di Gela SpA, e ha compromesso l'attività della raffineria interrompendo sia l'arrivo dei greggi sia l'uscita dei prodotti. Al fine di ridurre al minimo l'impatto sulle lavorazioni sono state anticipate le manutenzioni di alcuni impianti previste nel 2005. Nei mesi di gennaio e febbraio 2005 sono state lavorate complessivamente circa 330 mila tonnellate di greggio e semilavorati, con un tasso di utilizzo della capacità bilanciata del 40%.

Il 2 marzo 2005 è stata venduta alla Erg SpA la quota del 28% posseduta in Erg Raffinerie Mediterranee SpA e in Erg Nuove Centrali SpA, anticipando la scadenza (novembre 2006) dell'esercizio del diritto di opzione dell'Eni (*put*) incluso nell'accordo di riassetto del polo di raffinazione di Priolo stipulato il 1° ottobre 2002. Al fine di assicurare la continuità dei vigenti contratti di fornitura di prodotti di raffineria alla Polimeri Europa, il contratto di lavorazione di circa 2 milioni di tonnellate/anno di greggi dell'Eni resta in vigore fino al 31 dicembre 2006 alle condizioni (rese e compensi) che rispecchiano l'assetto corrente di raffineria.

Come previsto dall'accordo del 2002, il corrispettivo della vendita della partecipazione è stato di 106 milioni di euro.

Distribuzione di prodotti petroliferi

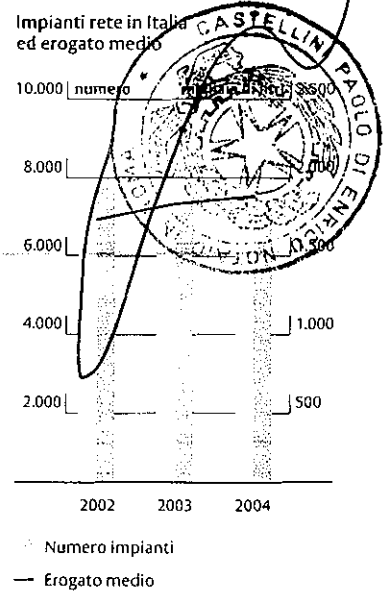
Nel 2004 le vendite di prodotti petroliferi (53,54 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,11 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 6,2%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite all'estero a compagnie petrolifere e a *trader* (3,05 milioni di tonnellate), nel resto d'Europa, in particolare sul mercato rete (0,45 milioni di tonnellate), nonché in Italia sul mercato extrarete (0,35 milioni di tonnellate). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti della dismissione delle attività in Brasile (1,6 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (10,93 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003; l'effetto delle vendite/chiusure di stazioni di servizio connesse al processo di razionalizzazione della rete e della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara è stato quasi interamente compensato dalle maggiori vendite sugli impianti a più alto erogato. La quota di mercato è diminuita di 0,3 punti percentuali, passando dal 36,6% al 36,3%; l'erogato medio (1.863 mila litri) è aumentato di 50 mila litri rispetto al 2003, pari al 2,8%. L'erogato medio della rete a marchio Agip è aumentato del 4,5% (da 2.418 a 2.528 mila litri).

Al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione era costituita da 7.244 stazioni di servizio (di cui circa il 49% di proprietà) con una diminuzione di 46 unità rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito della chiusura di 167 unità e della riduzione delle concessioni autostradali (11 unità), in parte compensate dal saldo positivo di 106 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento, dall'apertura di 24 nuove stazioni di servizio e dall'ottenimento di 2 concessioni autostradali.

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità dei carburanti, nel giugno 2004 è stata avviata la commercializzazione della nuova benzina BluSuper che grazie all'elevato potere antidetonante assicurato dal più alto numero di ottani (98 contro i 95 delle benzine comuni) e all'assenza di zolfo migliora e garantisce nel tempo le prestazioni e l'efficienza dei motori e riduce le emissioni inquinanti. Il lancio di BluSuper, che affianca il BluDiesel commercializzato dal 2002, si inquadra nella strategia dell'Eni di miglioramento della qualità dei carburanti, anche al fine di adeguarne in anticipo le caratteristiche alle specifiche chieste dalla normativa comunitaria a partire dal 2009, e di differenziazione dell'offerta in



69421314

funzione delle esigenze del cliente facendo leva sul sistema integrato dell'Eni raffinazione-logistica-distribuzione. Nel 2004 le vendite di BluSuper sono state di 83 milioni di litri; a fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluSuper sono circa 1.000, corrispondenti a circa il 23% del totale.

Nel 2004 è proseguito il processo di rinnovo del parco automobilistico italiano con il peso sempre più crescente dei motori diesel che ha determinato l'aumento dell'incidenza delle vendite di gasolio sul totale delle vendite di carburanti per autotrazione (53,5%; circa il 50% nel 2003). In tale contesto, il BluDiesel ha continuato ad accrescere la propria quota di mercato con vendite di 1,2 miliardi di litri (+37,8% rispetto al 2003) corrispondenti a circa il 21% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete a marchio Agip (16% nel 2003) e a circa il 7% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (5,2% nel 2003). A fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluDiesel sono circa 3.900 (circa 3.700 a fine 2003), corrispondenti a circa il 90% del totale.

Nel 2004 è stata attuata la campagna promozionale "Club Fai da Te" rivolta agli automobilisti che si riforniscono presso le "Isole Fai da Te". L'iniziativa prevede a ogni rifornimento l'accredito di punti su una *fidelity card* che, al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, danno diritto a uno sconto o a un premio. A fine 2004 le card attive sono oltre 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrato sulle carte rispetto al 2003 è di circa il 50%. Il volume venduto attraverso le *card* è stato pari a circa il 30% dell'erogato complessivo delle stazioni di servizio a marchio Agip.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione delle attività, l'Eni ha ceduto al *partner* Fini la quota posseduta del 50% del capitale di Finifast, società attiva nel settore della ristorazione.

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (3,47 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,45 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 14,9%, a seguito del progressivo consolidamento delle attività delle stazioni di servizio acquistate nel 2003, in particolare in Spagna, Germania e Francia.

A seguito della dismissione delle attività di distribuzione di prodotti petroliferi in Brasile (con una rete di 1.544 unità al 31 dicembre 2003), al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero è costituita unicamente da stazioni di servizio localizzate nel resto d'Europa (1.896 unità) con un aumento di 83 unità rispetto al 31 dicembre 2003 in relazione al perfezionamento di acquisti definiti in Germania nel 2003 (86 unità), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di 11 unità e dalla risoluzione di contratti di convenzionamento (in Svizzera, Ungheria e Francia). L'erogato medio (2.394 litri) è aumentato di 15 mila litri rispetto al 2003, pari allo 0,6%.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Rete	11,14	10,99	10,93	(0,06)	(0,5)
Extrarete	10,64	10,35	10,70	0,35	3,4
	21,78	21,34	21,63	0,29	1,4
Petrolchimica	3,82	2,79	3,05	0,26	9,3
Altre vendite [1]	5,94	5,63	6,01	0,38	6,7
Vendite in Italia	31,54	29,76	30,69	0,93	3,1
Rete resto d'Europa	2,57	3,02	3,47	0,45	14,9
Rete Africa e Brasile	1,44	1,18	0,57	(0,61)	(51,7)
Extrarete	5,65	6,01	5,30	(0,71)	(11,8)
	9,66	10,21	9,34	(0,87)	(8,5)
Altre vendite [1]	11,04	10,46	13,51	3,05	29,2
Vendite all'estero	20,70	20,67	22,85	2,18	10,5
	52,24	50,43	53,54	3,11	6,2

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, le vendite a società petrolifere e le vendite di MTBE.

69421|315

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,70 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,35 milioni tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,4%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di bitumi, nonché di olio combustibile al settore termoelettrico. La quota di mercato è aumentata di 2,9 punti percentuali passando dal 24,1% del 2003 al 27%.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,26 milioni di tonnellate, pari al 9,3%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (5,3 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,71 milioni di tonnellate, pari all'11,8%, a seguito essenzialmente della dismissione delle attività in Brasile, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite in Germania, Spagna e Francia.

Le altre vendite (19,52 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,43 milioni di tonnellate, pari al 21,3%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite alle società petrolifere e ai *trader*.

Attività GPL

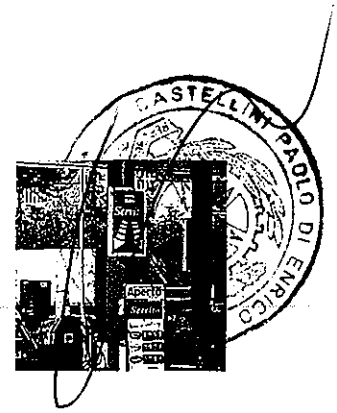
Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (680 mila tonnellate) sono diminuite di 30 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 4,2%; la quota di mercato passa dal 19,4% del 2003 al 19,1%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare ad altre società petrolifere e a *trader*, sono state di circa 400 mila tonnellate con un aumento di 30 mila tonnellate rispetto al 2003, pari all'8,7%.

Le vendite di GPL sui mercati extrarete all'estero (1,09 milioni tonnellate) sono diminuite di 630 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 36,6%, a seguito essenzialmente della dismissione delle attività in Brasile.

Dismissione delle attività in Brasile

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, con effetto 1° luglio 2004 è stata venduta alla brasiliana Petrobras la partecipazione totalitaria dell'Eni nella società Agip do Brasil SA, attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi attraverso una rete di oltre 1.500 stazioni di servizio e nella commercializzazione di GPL in bombole attraverso una struttura di 25 centri di imbottigliamento e di 26 depositi. Il corrispettivo della vendita, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito, è stato di 509 milioni di dollari.

Investimenti tecnici



Nel 2004 gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (669 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e logistica (420 milioni di euro), in particolare la realizzazione dell'impianto di gassificazione del tar (residuo pesante di lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro, nonché il miglioramento dell'efficienza degli impianti e l'adeguamento delle caratteristiche dei carburanti per autotrazione alle specifiche previste in ambito comunitario; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (164 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (69 milioni di euro, di cui 20 riferiti alla realizzazione di nuove unità e ad acquisti, in particolare in Germania, Spagna e Francia).

petrolchimica

69421316

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi [1]	4.516	4.487	**5.417**
Utile operativo	(126)	(176)	**271**
Investimenti tecnici	145	141	**99**
Investimenti in partecipazioni	1		**6**
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.258	7.050	**6.565**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2004 le vendite di prodotti petrolchimici (5.299 mila tonnellate) sono aumentate di 33 mila tonnellate rispetto al 2003, pari allo 0,6%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite nel *business* olefine in relazione alla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate nei *business* aromatici e intermedi, dovute a incidenti e difficoltà di mercato, nonché dagli impatti della vendita dello stabilimento di Baytown - USA (gomme termoplastiche) e delle chiusure di linee produttive.

Al 31 dicembre 2004 la rete commerciale copriva 17 paesi con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 54% in Italia, per il 40% nel resto dell'Europa e per il rimanente 6% nel resto del mondo (rispettivamente 52%, 41% e 7% nel 2003).

Le produzioni (7.118 mila tonnellate) sono aumentate di 211 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 3,1%, a seguito in particolare delle maggiori produzioni di olefine. La capacità produttiva nominale è diminuita del 2,1% rispetto al 2003 a seguito essenzialmente della vendita dello stabilimento di Baytown e della chiusura della linea per la produzione di gomme polibutadiene di Ravenna e dell'impianto di butadiene di Porto Marghera. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è aumentato di 3,9 punti percentuali (dal 71,3% al 75,2%) a seguito essenzialmente del maggiore tasso di utilizzo degli impianti di *cracking*, nonché dell'effetto favorevole delle chiusure di impianti con ridotto tasso di utilizzo.

Il 36,7% della produzione è stata destinata al ciclo interno (38,4% nel 2003). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 22% del fabbisogno dell'esercizio (31% nel 2003).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di produzione sono aumentati in media del 20,8%; gli incrementi più marcati sono stati registrati nei *business* aromatici (+40,6%), intermedi (+29,5%) e polietileni (+27,9%).

69421/317

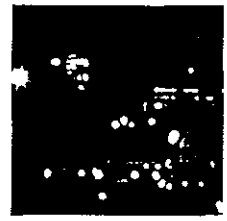
Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (2.766 mila tonnellate) sono aumentate di 62 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2,3%, a seguito dell'incremento registrato nel *business* olefine (7,2%, in particolare l'etilene e il butadiene) connesso alla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite nei *business* aromatici (-5,2%), in relazione alla fermata generale dell'impianto di Priolo e della ridotta attività di *trading* e intermedi (-2,3%) in relazione alla minore disponibilità di acetone e fenolo connessa alla fermata per l'incidente occorso alla banchina di Porto Torres.

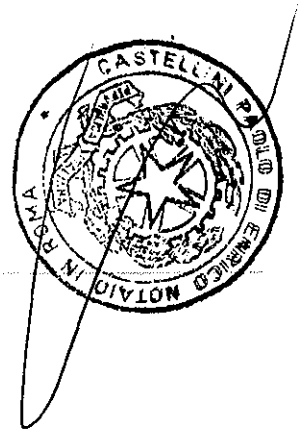
Le produzioni (4.236 mila tonnellate) sono aumentate di 222 mila tonnellate, pari al 5,5%, essenzialmente nel *business* olefine a seguito del maggiore tasso di utilizzo degli impianti e della riduzione delle fermate.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (709 mila tonnellate) sono diminuite di 14 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2%, a seguito essenzialmente della riduzione delle vendite di ABS/SAN (-5,9%) dovuta alla razionalizzazione del portafoglio prodotti in relazione all'avvio del programma di chiusura dell'unità produttiva di Ravenna il cui completamento è atteso nel primo semestre 2005, e di stirolo. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite di polistirolo espandibile a seguito dell'aumento della domanda, in particolare nei settori dell'isolamento termico e del *packaging* industriale nell'Europa Orientale.



Le vendite di elastomeri (441 mila tonnellate) sono diminuite di 7 mila tonnellate rispetto al 2003, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente della chiusura della linea di produzione di gomme polibutadiene di Ravenna (fine 2003) e della vendita dello stabilimento di Baytown. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento di circa l'8% delle vendite degli altri prodotti in portafoglio, in particolare le gomme SBR (+24%), TPR (+20%) ed EPR (+19,5%), a seguito dell'aumento della domanda; in riduzione le vendite di lattici (-2,2%) in relazione alle difficoltà di uno dei principali mercati di sbocco (carbossilati).



Le produzioni di stirenici (1.118 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003; la riduzione della produzione di ABS/SAN (-11%), connessa al programma di riduzione della capacità produttiva, è stata sostanzialmente compensata dall'aumento della produzione di polistirolo espandibile (+8%) dovuto dalla crescita della domanda.

Le produzioni di elastomeri (488 mila tonnellate) sono diminuite del 4% a seguito delle vendite e delle chiusure di impianti. Escludendo questi fattori, le produzioni sono aumentate di circa l'11%, con incrementi superiori al 20% per le gomme EPR ed SBR, in linea con l'andamento della domanda.

69421|318

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.383 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il 2003.

Le produzioni (1.276 mila tonnellate) sono aumentate dell'1,4%, in linea con l'andamento della domanda; gli incrementi più significativi hanno riguardato l'EVA (+11%) e l'LLDPE (+1,2%); in calo la produzione di HDPE (-1,6%).

Investimenti tecnici

Nel 2004 gli investimenti tecnici (99 milioni di euro) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica e di razionalizzazione (58 milioni di euro), nonché interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e di sicurezza (complessivamente circa 41 milioni di euro).

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	4.304	4.014	4.236	[illegible]	[illegible]
Stirenici ed Elastomeri	1.538	1.634	1.606	[illegible]	[illegible]
Polietileni	1.274	1.259	1.276	[illegible]	[illegible]
Produzioni	7.116	6.907	7.118	[illegible]	[illegible]
Consumi di monomeri	(2.607)	(2.651)	(2.615)	[illegible]	[illegible]
Acquisti e variazione rimanenze	984	1.010	796	(214)	(21,2)
	5.493	5.266	5.299	33	0,6

Vendite (migliaia di tonnellate)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	2.894	2.704	2.766	62	2,3
Stirenici ed Elastomeri	1.151	1.171	1.150	(21)	(1,8)
Polietileni	1.448	1.391	1.383	(8)	(0,6)
	5.493	5.266	5.299	33	0,6

69421/309

ingegneria e costruzioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi [1]	4.546	6.306	**6.494**
Utile operativo	298	311	**260**
Investimenti tecnici	233	278	**209**
Investimenti in partecipazioni	1.055	9	
Dipendenti a fine periodo (numero)	29.091	26.457	**26.740**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Ordini acquisiti e portafoglio ordini

Gli ordini acquisiti nel 2004 (5.784 milioni di euro) hanno riguardato per il 90% lavori da realizzare all'estero e per il 14% lavori assegnati da imprese dell'Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2004 è di 8.521 milioni di euro (9.405 milioni di euro al 31 dicembre 2003); l'84% riguarda lavori da realizzare all'estero e l'8% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.

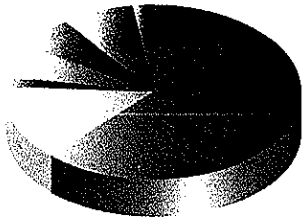
(milioni di euro)

		2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti		7.852	5.876	5.784	(92)	(1,6)
Costruzioni e perforazioni		5.454	4.298	4.387	89	2,1
Ingegneria		2.398	1.578	1.397	(181)	(11,5)
Percentuale ordini acquisiti per conto Eni	(%)	12	11	14		
Percentuale ordini acquisiti all'estero	(%)	96	91	90		
Portafoglio ordini		10.065	9.405	8.521	(884)	(9,4)
Costruzioni e perforazioni		5.158	5.225	5.306	81	1,6
Ingegneria		4.907	4.180	3.215	(965)	(23,1)
Percentuale portafoglio ordini per conto Eni	(%)	13	10	8		
Percentuale portafoglio ordini all'estero	(%)	78	81	84		

Nell'attività ingegneria, il portafoglio ordini diminuisce di 965 milioni di euro a seguito in particolare del rinvio di molte iniziative sui mercati di riferimento e dell'indebolimento del dollaro sull'euro. Nel primo trimestre 2005 l'attività ha avuto una ripresa con acqui-

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini a fine periodo

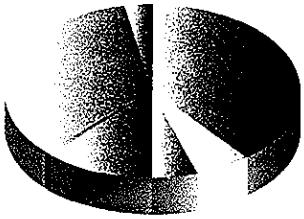
milioni di euro
S.306



Costruzioni mare 62%
Costruzioni terra 14%
Leased FPSO 2%
Perforazioni mare 6%
Perforazioni terra 6%
GNL 8%
Altre 2%

Ingegneria: portafoglio ordini a fine periodo

milioni di euro
3.215



Oil & Gas 39%
Raffinazione 6%
Complessi chimici 5%
Field upstream facilities and pipelines 12%
Energia 1%
Infrastrutture 34%
Aquater attività ambientali 3%

sizioni del valore complessivo di circa 3 miliardi di euro; in particolare sono stati acquisiti i seguenti contratti: (i) il contratto per conto della Abu Dhabi Gas Industries (GASCO), per la realizzazione del progetto Ruwais 3rd NGL Train per la produzione di NGL (liquidi di gas naturale) dei campi F e G del giacimento Thalama; (ii) il contratto, in collaborazione con SNC Lavalin, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di 3 impianti di idrotrattamento di distillati petroliferi della capacità totale di circa 130.000 barili/giorno nel complesso della Canadian Natural Resources Ltd nell'ambito del progetto Horizon Oil Sands, Fort McKay, Canada; (iii) il contratto per conto della Saudi Aramco per la realizzazione dell'impianto di trattamento e compressione gas di Hawiyah in Arabia Saudita.

Principali acquisizioni

Le principali acquisizioni dell'attività costruzioni e perforazioni sono le seguenti:

nell'area Costruzioni mare:

- nel MEDIO ORIENTE sono stati acquisiti dalla Dolphin Energy Ltd due contratti, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e la messa in opera di due condotte ciascuna della lunghezza di 12 chilometri e di una condotta della lunghezza di 372 chilometri per il trasporto del gas naturale dal giacimento *offshore* North Field, al largo di Ras Laffan in Qatar, al terminale di Taweelah, negli Emirati Arabi Uniti. I lavori saranno realizzati tra il secondo trimestre del 2004 e la prima metà del 2006. L'installazione delle condotte sarà realizzata dai mezzi navali Castoro 6 e Castoro 10;
- nel MARE DEL NORD è stato acquisito dalla Società BBL Co il contratto, per la posa del gasdotto del diametro di 36 pollici e della lunghezza di 230 chilometri che attraverserà il Mare del Nord da Callantsoog, nel Nord-Ovest della costa olandese, a Bacton sulla costa orientale inglese. I lavori saranno realizzati tra il secondo e il terzo trimestre del 2006 con l'utilizzo del mezzo navale Castoro 6;
- in CINA è stato acquisito dalla Hong Kong Electric Co Ltd il contratto, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, il trasporto e la posa di un gasdotto sottomarino della lunghezza di 92 chilometri che collegherà il terminale di rigassificazione di Guangdong con l'isola di Lamma al largo di Hong Kong. L'installazione sarà eseguita dal mezzo navale Castoro 2 nel primo semestre del 2005;
- nell'AFRICA OCCIDENTALE è stato acquisito il contratto, per conto della Total Exploration & Production Angola, che prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, l'installazione e la messa in servizio delle condotte sottomarine e degli ombelicali per lo sviluppo del giacimento Rosa e il suo collegamento alla nave *FPSO* del giacimento Girassol nel blocco 17, a una profondità d'acqua di circa 1.400 metri. I lavori saranno realizzati tra il primo e il terzo trimestre del 2006 con l'utilizzo dei mezzi navali Saipem 3000 e Saibos *FDS* (*Field Development Ship*);
- nel MAR CASPIO sono stati acquisiti quattro contratti: (i) due dalla Azerbaijan International Operating Company per l'installazione di strutture petrolifere *offshore* nell'ambito della Fase 3 dello sviluppo del giacimento Azeri-Chirag-Gunashli. Il primo prevede la fabbricazione di una *template*, di due *jacket* e relativi *pile* per un peso complessivo superiore a 45 mila tonnellate; il secondo prevede il trasporto e l'installazione di due piattaforme comprendenti due *jacket*, due *topside* e una *template*. I lavori saranno completati entro il 2007; (ii) il terzo acquisito nel gennaio 2005, dal consorzio North Caspian Sea per l'approvvigionamento, la fabbricazione in loco presso il cantiere Ersai (Eni 22%), di 45 pali e 2 fiaccole, il relativo trasporto e installazione, nonché l'installazione di 16 imbarcazioni per contenere i moduli degli impianti. I lavori saranno completati nel 2007; (iii) il quarto dal consorzio North Caspian Sea, per l'ingegneria, l'approvvigionamento, il rivestimento, la posa e la messa in servizio di condotte, cavi in fibra ottica e ombelicali. I lavori saranno realizzati tra il 2006 e il 2007 attraverso l'utilizzo di un nuovo mezzo navale di posa.

69421\321

Nell'area *Liquefied Natural Gas* sono stati acquisiti due contratti chiavi in mano: (i) il primo, in *joint venture* con la società francese di ingegneria Sofregaz, dalla Gaz de France per la realizzazione di un terminale di rigassificazione a Fos Cavaou in Francia. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione delle strutture del terminale, inclusi tre serbatoi di stoccaggio di GNL di 110 mila metri cubi ciascuno, le opere marittime e le strutture di rigassificazione. L'impianto avrà una capacità di trattamento di oltre 8 miliardi di metri cubi di gas all'anno; (ii) il secondo, in *joint venture* con le società belghe di costruzione CFE e Fontec dalla società belga Fluxys, con l'aumento della capacità produttiva da 4,5 a 9 miliardi di metri cubi di gas all'anno del terminale di rigassificazione GNL di Zeebrugge sulla costa belga. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione delle strutture di ampliamento del terminale, incluso il serbatoio di stoccaggio di 140 mila metri cubi di GNL e le strutture di rigassificazione.

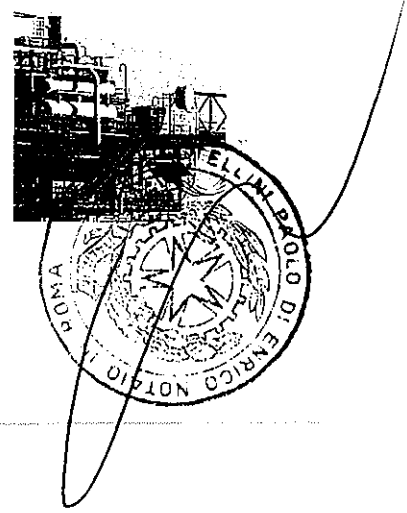
Nell'area Costruzione terra sono stati acquisiti due contratti: (i) il primo, dalla NAOC, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di una condotta gas nell'area del delta del fiume Niger della lunghezza di 82 chilometri che collegherà Rumuji al terminale di liquefazione di Bonny; (ii) il secondo dalla Shell Petroleum Development Co of Nigeria Ltd per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di *facility* nell'ambito del progetto di aumento della capacità di trattamento gas dell'impianto di Soku in Nigeria.

Nell'area *Leased FPSO* (*Floating Production Storage Offloading*) è stato acquisito il contratto dalla Repsol YPF per il recupero del petrolio presente nei serbatoi della petroliera Prestige, affondata nel novembre 2002 al largo delle coste della Galizia in Spagna.

Nell'area Perforazione terra nel gennaio 2005 è stato acquisito dal consorzio North Caspian Sea il contratto di servizi di perforazione nel blocco D del giacimento Kashagan con l'utilizzo di impianti di proprietà del consorzio.

Nell'area Perforazione mare nel gennaio 2005 sono stati acquisiti due contratti. Il primo dalla Saudi Aramco riguarda l'utilizzo del mezzo navale Perro Negro 2 in attività di perforazione nell'*offshore* dell'Arabia Saudita per un periodo di tre anni a partire dalla seconda metà del 2005; il secondo dalla Petrobel riguarda il rinnovo per due anni dell'utilizzo del mezzo navale Perro Negro 4 nella perforazione del giacimento Belayim nell'*offshore* egiziano.

Le principali acquisizioni dell'attività ingegneria riguardano essenzialmente l'area *Upstream*, in particolare: (i) il contratto in *joint venture* paritetica con Technip, Kellog Brown Root dalla Nigeria LNG Ltd JGC per le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione del 6° treno di liquefazione gas naturale (GNL) della capacità di 4 milioni di tonnellate/anno presso l'impianto di Bonny in Nigeria. La stessa *joint venture* ha già costruito i precedenti 4 treni di liquefazione e sta completando il quinto; (ii) il contratto in *joint venture* con Chiyoda Corporation dalla Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co Ltd II per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione del 5° treno di liquefazione da 4,7 milioni di tonnellate/anno di gas naturale presso il complesso industriale di Ras Laffan in Qatar. L'aggiudicazione conferma il successo della *joint venture* nei lavori precedentemente eseguiti (3° treno completato e 4° treno in fase di costruzione); (iii) il contratto in *joint venture* con Chiyoda Corporation e Mitsui & Co Ltd, per lo sviluppo del progetto Ras Laffan – Al Khaleej Gas Project Phase 1 (AKG 1) – in Qatar per conto di ExxonMobil. L'aggiudicazione è un'espansione dello scopo di fornitura del contratto acquisito nel 2003. Il progetto AKG 1, finalizzato al recupero di GPL e benzina naturale, prevede un complesso di separazione, recupero e trattamento di gas naturale della capacità di 7,7 miliardi di metri cubi/anno.

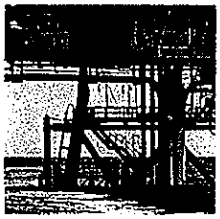


Nell'area Complessi chimici è stato acquisito dalla Superoctanos il contratto in consorzio con Yanes y Associados per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di un impianto per la produzione di 380 mila tonnellate/anno di iso-ottano. L'impianto si baserà sulla tecnologia proprietaria Eni/Ecofuel e prevede la conversione dell'attuale impianto di produzione MTBE di Jose (Venezuela).

69421\322

CEPAV Uno e CEPAV Due

Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due Convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione).



Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. La realizzazione della linea ha raggiunto al 31 dicembre 2004 un avanzamento lavori pari al 60% circa del prezzo contrattuale, sostanzialmente in linea con gli impegni contrattuali assunti; tuttavia la presenza di cause ostative, segnalate al cliente, potrebbero comportare un rallentamento nella produzione dell'anno 2005 e dei successivi.

Relativamente alla tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE.

Il progetto definitivo sarà istruito da TAV, sottoposto all'esame della Conferenza di Servizi e approvato dal CIPE.

Infrastrutture SpA – la società costituita per reperire i finanziamenti necessari alla realizzazione delle opere previste dalla Legge Obiettivo – sta reperendo i fondi sia per la realizzazione dell'intera opera sia per le attività preliminari alla stipula del contratto al fine di ridurre i tempi di realizzazione.

Relativamente all'arbitrato intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, è in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio arbitrale nel settembre 2004 la cui conclusione è prevista entro la metà del 2005. Il termine per la pronuncia del lodo è stato conseguentemente rinviato al 31 gennaio 2006.

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO NOTAIO IN ROMA

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Ingegneria e Costruzioni (209 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) la costruzione e il potenziamento di basi logistiche di supporto in Kazakhstan, Angola e Nigeria; (ii) il completamento degli interventi strutturali sulle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3, Scarabeo 4, sul *jack-up* Perro Negro 3 e sulla nave posa condotte Castoro 8; (iii) l'acquisto dei mezzi e delle strutture necessarie per l'esecuzione del progetto Sakhalin in Russia.

69421|323

governance e responsabilità d'impresa

introduzione

La sfida che la comunità internazionale dovrà affrontare nei prossimi anni è rappresentata dalla necessità di trovare un corretto equilibrio tra esigenze di crescita economica, aumento dei consumi, miglioramento delle condizioni di vita e prospettive di sviluppo, rispetto del territorio e qualità dell'ambiente. In tale ambito l'industria petrolifera sarà chiamata a svolgere un ruolo di primo piano, in particolare attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative che rendano accessibili e disponibili fonti di energia a sempre minor impatto ambientale.

Per l'Eni ciò significa continuare a soddisfare la domanda di energia attraverso una strategia operativa e una condotta di *business* volte a minimizzare l'impatto delle attività estrattive sul territorio e ad aumentare l'efficienza energetica ponendo costante attenzione alla salute e alla sicurezza dei propri dipendenti e della popolazione; sviluppare prodotti e processi sempre più compatibili con l'ambiente promuovendo una crescente capacità di dialogo e di coinvolgimento con i suoi numerosi *stakeholder*.

Nel corso degli anni, l'Eni ha condotto il proprio *business* in modo responsabile, nel pieno rispetto delle leggi nazionali, delle convenzioni e delle linee guida internazionali in materia di diritti umani, standard di lavoro e protezione ambientale, secondo i valori e principi di lealtà, correttezza, trasparenza ed efficienza richiamati nel proprio Codice di Comportamento.

Proseguendo il suo percorso distintivo, che le ha consentito di integrarsi con le culture e le realtà più diverse, l'Eni continua a investire nella valorizzazione delle capacità manageriali e tecniche delle proprie risorse e nel potenziamento di tutti i fattori – sistemi di gestione, modalità operative, sviluppo scientifico e tecnologico – che consentono di perseguire obiettivi di crescita e redditività di lungo termine orientati allo sviluppo sostenibile e alla maggiore competitività sui mercati internazionali.

Principi Eni

Etica degli affari

Rispetto degli stakeholder

Tutela dei lavoratori e pari opportunità

Valorizzazione delle capacità professionali

Rispetto delle diversità

Rispetto dei diritti umani

Cooperazione

Tutela della salute e della sicurezza

Rispetto dell'ambiente

Eni e *Global Compact*
Nel 2001 l'Eni ha aderito all'iniziativa delle Nazioni Unite *Global Compact* e ai suoi principi fondamentali che mirano a promuovere tra i membri della società civile, e in particolare nelle imprese, una maggiore consapevolezza nel campo dei diritti umani, degli standard di lavoro, della tutela dell'ambiente e della lotta alla corruzione.
Nel 2004 l'Eni ha proseguito la promozione di comportamenti aziendali in linea con i suddetti principi. In tema dei diritti umani e della *security*, ha adottato in Nigeria una *security policy* basata sul rispetto dei diritti delle popolazioni e sul costante dialogo con le comunità. Relativamente ai diritti dei lavoratori, sono stati rinnovati con i loro rappresentanti l'accordo per il Comitato Aziendale Europeo e quello per le Relazioni industriali internazionali e sulla responsabilità sociale dell'impresa. In materia ambientale, l'Eni pubblica ogni anno un rapporto HSE che rappresenta gli interventi realizzati nel corso dell'anno in materia di risposte al cambiamento climatico, consumi di materie prime, tutela del suolo, biodiversità, gestione rifiuti, mitigazione dell'impatto sul territorio, etc. In tema di correttezza dei comportamenti, la Società ha adottato, in adempimento alla normativa nazionale che recepisce la direttive OCSE in materia di responsabilità amministrativa delle società, uno specifico modello di organizzazione, gestione e controllo.

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO NOTAIO

69421/324

La pubblicazione
Nel novembre 2004 l'Eni ha pubblicato "Responsabilità d'impresa - valori e comportamenti" con l'obiettivo di manifestare i valori, i principi e i comportamenti della Società sui temi legati alla crescita sostenibile della Società. La pubblicazione è disponibile nella sezione del sito Eni dedicata alla documentazione.

Riconoscimenti da parte dei mercati finanziari

Nel 2004 sono state confermate le valutazioni positive da parte dei mercati finanziari su *governance* a responsabilità d'impresa dell'Eni. La Società è stata inclusa per il quarto anno consecutivo negli indici *Ethical Index Euro* ed *Ethical Index Global* elaborati da *E. Capital Partners*, e nell'indice *ASPI Eurozone* (*Advanced Sustainable Performance Indices*) dell'agenzia europea di *rating* Vigeo, che valuta secondo criteri di sostenibilità e di CSR le *performance* delle 120 società europee quotate nel *Dow Jones Euro STOXX*. L'Eni ha ottenuto, per il terzo anno consecutivo, il migliore *rating* etico tra le società quotate alla Borsa Italiana nella classifica stilata dall'Agenzia Europea degli Investimenti relativamente all'impegno mostrato nell'applicazione di una serie di principi etici fissati da Nazioni Unite, OCSE, ILO e Unione Europea.

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO NOTAIO IN ROMA

69421\325

Correttezza dei comportamenti

In considerazione della complessità delle situazioni in cui l'Eni si trova a operare, il Consiglio di Amministrazione 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 di azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari e delle collettività dei Paesi 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. Questi valori sono fissati nel Codice di Comportamento, la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare sulla base della relazione annuale del Garante del Codice di Comportamento. Il Codice di Comportamento è pubblicato sul sito internet dell'Eni (www.eni.it).

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 20 gennaio 2000 ha aderito al "Codice di autodisciplina delle Società Quotate" (di seguito Codice) e, 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 raccomandazioni della Borsa Italiana SpA, e in particolare alle "Linee guida per la redazione della relazione annuale in materia di *corporate governance*" del 12 febbraio 2003, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di *corporate governance* dell'Eni. Nella redazione si è tenuto conto anche del documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura organizzativa dell'Eni

La struttura organizzativa dell'Eni è articolata secondo il modello tradizionale in cui la gestione aziendale è affidata in via esclusiva al Consiglio di Amministrazione, organo centrale nel sistema di *corporate governance* dell'Eni; le funzioni di vigilanza sono attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.

Il Consiglio ha conferito specifiche deleghe al Presidente e all'Amministratore Delegato che ai sensi dell'art. 25 dello statuto hanno la rappresentanza della Società.

In ottemperanza agli indirizzi di *governance* maggiormente seguiti a livello internazionale, il Consiglio ha costituito inoltre al suo interno comitati con funzioni consultive e propositive.

69421/326

Competenze

Il Consiglio con delibera del 17 settembre 2003, oltre alle competenze attribuitegli in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile:

1. definisce le regole di *corporate governance* aziendale e di Gruppo, ivi incluso la nomina, la definizione delle funzioni e i regolamenti dei comitati di amministratori;
2. definisce, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e verifica l'adeguatezza nonché le modalità di gestione dei principali rischi aziendali;
3. esamina e approva le linee portanti della struttura societaria e organizzativa di Gruppo verificando l'adeguatezza dell'assetto organizzativo e amministrativo della Società e del Gruppo predisposto dall'Amministratore Delegato;
4. stabilisce – su proposta dell'Amministratore Delegato – le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo;
5. esamina e approva i piani pluriennali strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo;
6. esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società nonché del consolidato di Gruppo;
7. valuta e approva la documentazione di rendiconto periodico contemplata dalla normativa vigente procedendo al confronto trimestrale dei risultati conseguiti con quelli programmati;
8. valuta il generale andamento della gestione con particolare attenzione alle situazioni di conflitto d'interessi;
9. esamina e approva gli accordi di carattere strategico;
10. riceve dagli amministratori con deleghe un'informativa tempestiva che renda conto al Consiglio dell'attività svolta nell'esercizio delle deleghe loro attribuite nonché riguardo alle operazioni di maggior rilievo, previa definizione dei criteri per la loro identificazione, e alle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate;
11. riceve dai Comitati di amministratori un'informativa periodica sull'attività svolta, previa definizione dei criteri e della periodicità;
12. attribuisce, modifica e revoca le deleghe agli amministratori, definendone i limiti e modalità di esercizio, determinando le retribuzioni connesse alla delega, sentito il Collegio Sindacale. Impartisce direttive agli organi delegati e avoca a sé operazioni rientranti nella delega;
13. approva, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, l'adozione e l'attuazione dei piani di incentivazione azionaria e stabilisce i criteri per la remunerazione dei top *management*;
14. provvede – su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente – alla nomina, revoca e conferimento dei poteri dei direttori generali;
15. delibera sulle operazioni aventi un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario di competenza della Società ed effettua una previa valutazione per quelle riguardanti società del Gruppo. In particolare:
    a) le operazioni di acquisizioni, alienazioni, dismissioni, conferimenti di partecipazioni, di aziende o rami d'azienda, di immobili di valore superiore a 50 milioni di euro;
    b) gli investimenti in immobilizzazioni tecniche di maggior rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e in ogni caso quelli di ammontare superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio del settore Exploration & Production in nuove aree;

c) l'erogazione da parte della Società e da parte di società controllate di finanziamenti a terzi estranei al Gruppo;
d) il rilascio da parte della Società di garanzie personali e reali, rilasciate a terzi nell'interesse della Società o di società del Gruppo, di ammontare superiore a 50 milioni di euro;
e) l'erogazione da parte della Società e da parte di società controllate di finanziamenti a società partecipate non controllate nonché il rilascio di garanzie per le loro obbligazioni di ammontare superiore a 50 milioni di euro e, in ogni caso, se l'ammontare non è proporzionale alla quota di partecipazione posseduta;

16. esamina e delibera sulle proposte dell'Amministratore Delegato in ordine all'esercizio di voto e alle designazioni dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale delle principali controllate;

17. formula tutte le proposte di deliberazioni da sottoporre all'assemblea dei soci.

Deleghe

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 a eccezione di quelli indelegabili e di quelli che il Consiglio si è riservato.

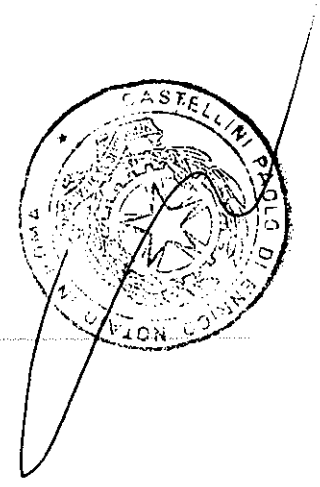
Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea degli azionisti, convoca e presiede le adunanze del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Ai sensi dell'art. 23 dello statuto, il Presidente e l'Amministratore Delegato riferiscono tempestivamente al Collegio Sindacale, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate; in particolare riferiscono sulle operazioni nelle quali essi abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi.

Ai sensi dell'art. 2391 del codice civile, gli amministratori danno notizia agli altri amministratori e al collegio sindacale di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società.

Nomina

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. Il Consiglio in carica, composto da otto consiglieri, è stato nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004. Il Ministro dell'economia e delle finanze non si è avvalso del potere speciale, previsto dall'art. 6 dello statuto, di nominare, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, un amministratore. Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli amministratori avviene mediante voto di lista, a eccezione di quello la cui nomina è riservata al Ministro dell'economia e delle finanze d'intesa con il Ministro delle attività produttive. Hanno diritto a presentare liste gli azionisti che da soli o insieme ad altri rappresentino almeno l'1% del capitale sociale nonché il Consiglio di Amministrazione (che non si è mai avvalso di tale facoltà). Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista. Le società che lo controllano e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste, intendendosi per controllate le società di cui all'art. 2359, comma 1, del codice civile. Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal



Consiglio di Amministrazione) e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale e, per prassi, sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato.

Gli amministratori posseggono i requisiti di onorabilità e indipendenza prescritti dalle disposizioni normative applicabili all'Eni, nonché i requisiti di professionalità e l'esperienza necessari a svolgere con efficacia ed efficienza il loro mandato, al quale sono in grado di dedicare tempo e risorse adeguate.

Composizione

Il Consiglio in carica è composto: dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Vittorio Mincato, e dai consiglieri Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato e Mario Resca. Roberto Poli, Vittorio Mincato, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato e Mario Resca sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clô e Renzo Costi sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Arca SGR SpA. Segretario del Consiglio di Amministrazione è Piergiorgio Ceccarelli, dirigente della Società.

Sulla base delle comunicazioni ricevute, sono indicate di seguito le cariche di amministratore o sindaco ricoperte da ciascun amministratore in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni. Il curriculum professionale degli amministratori è disponibile sul sito internet dell'Eni.

Roberto Poli

Presidente del Consiglio di Amministrazione della Poli e Associati SpA; Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA e G.D. SpA; Socio accomandatario di Brafin SapA.

Mario Giuseppe Cattaneo

Consigliere di amministrazione di Unicredito Italiano SpA, Luxottica Group SpA, Banca Lombarda SpA e Fin. Bansel SpA; Presidente del Consiglio di Amministrazione della CBI Factor SpA.

Alberto Clô

Consigliere di amministrazione di ASM Brescia SpA, De Longhi SpA, Italcementi SpA e Società Autostrade SpA.

Mario Resca

Consigliere di amministrazione di Mondadori SpA; Commissario straordinario del Gruppo Cirio del Monte, in amministrazione straordinaria.

Il 28 febbraio 2005 il Consiglio di Amministrazione, in ottemperanza alle indicazioni contenute nel Codice, ha valutato sulla base delle dichiarazioni rese dagli interessati che gli amministratori non esecutivi e il Presidente sono indipendenti perché non intrattengono con l'Eni e le imprese controllate, con l'Amministratore Delegato e con il Ministero dell'economia e delle finanze, azionista di riferimento dell'Eni, relazioni economiche di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio, né sono stretti familiari dell'Amministratore Delegato. L'Amministratore Delegato è dipendente della Società.

Lo statuto non dispone in merito alla frequenza delle adunanze consiliari; nel corso del 2004 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 18 volte (19 nel 2003) con una durata media di quattro ore. È data preventiva notizia al pubblico delle date delle adunanze previste per l'esame del preconsuntivo, dei rendiconti periodici chiesti dalla normativa vigente, nonché delle date di convocazione dell'Assemblea.

Funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le modalità di convocazione delle proprie adunanze; in particolare il Consiglio è convocato dal Presidente, che di concerto con

l'Amministratore Delegato stabilisce i punti dell'ordine del giorno, mediante avviso da inviarsi a mezzo posta, fax o in via informatica almeno cinque giorni prima di quello fissato per l'adunanza; nei casi di necessità e urgenza, la convocazione è inviata almeno 24 ore prima dell'ora fissata per l'adunanza. Lo statuto consente che le adunanze consiliari si tengano per video o teleconferenza a condizione che tutti i partecipanti possano essere identificati e sia loro consentito di seguire la discussione e d'intervenire in tempo reale alla trattazione degli argomenti affrontati. L'adunanza si considera tenuta nel luogo in cui si trovano il Presidente e il segretario.

Prima dell'adunanza è fornita agli amministratori la documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare, salvo i casi di urgenza e quelli in cui è necessario assicurare la riservatezza riguardo a specifiche operazioni. Nel 2004 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media il 90% degli amministratori e l'88% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

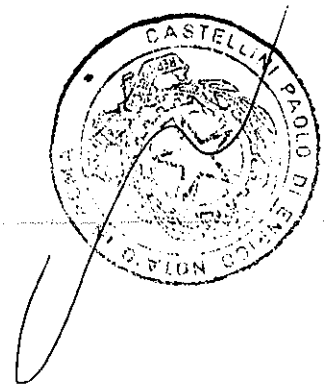
Compensi

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale. In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci e ai direttori generali; (ii) gli impegni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni decorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (*stock grant*) e ad attribuire le *stock option* all'Amministratore Delegato e ai direttori generali; (iii) le partecipazioni detenute nell'Eni e nelle società controllate dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali. Le informazioni di cui ai punti (i) e (ii) sono indicate anche nella nota integrativa al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

L'Assemblea degli azionisti, nell'adunanza del 30 maggio 2002, ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente (250.000 euro) e agli amministratori (68.000 euro); il compenso agli amministratori è stato aumentato a 100.000 euro dall'Assemblea degli azionisti nell'adunanza del 28 maggio 2004. Inoltre, sempre nell'adunanza del 30 maggio 2002, l'Assemblea ha determinato un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro al Presidente e di 20.000 euro agli amministratori. L'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento dell'Eni rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione in termini di rendimento totale per l'azionista nell'anno di riferimento. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se il rendimento per l'azionista dell'Eni nell'anno di riferimento si colloca al primo o al secondo posto, ovvero al terzo o al quarto posto nella graduatoria del rendimento totale per gli azionisti delle suddette compagnie petrolifere; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Nell'adunanza del 6 luglio 2004 il Consiglio ha verificato che l'Eni nel 2003 si è collocata al quinto posto nella graduatoria; perciò il compenso variabile non è dovuto. Agli amministratori è corrisposta inoltre la somma di 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari e dei Comitati istituiti dal Consiglio di Amministrazione composti da amministratori, oltre al rimborso delle spese sostenute per lo svolgimento dell'incarico.

In relazione alle deleghe loro conferite, il Consiglio di Amministrazione ha determinato la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, costituita da una parte fissa e una parte variabile.

La parte variabile della remunerazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione variabile del *top management* (direttori generali delle Divisioni e responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato) è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economico-operativi (redditività, efficienza, progetti strategici) e azionari (quotazione del titolo Eni, rendimento totale per l'azionista comparativo con quello delle principali compagnie petrolifere internazionali). In relazione alle *performance* realizzate nel 2003, la parte variabile della remunerazione rap-



69421330

presenta il 43% di quella complessiva del Presidente e dell'Amministratore Delegato e il 40% di quella del *top management*. La parte variabile, oltre alla componente monetaria, include gli impegni assunti dall'Eni a offrire in sottoscrizione azioni Eni a titolo gratuito trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno (v. il paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA).

Comitati del Consiglio

Per un più efficace svolgimento dei propri compiti, il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati, tutti con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno e il *Compensation Committee*, composti da amministratori non esecutivi indipendenti, nonché l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, al quale partecipa anche l'Amministratore Delegato. Gli amministratori, come detto, percepiscono il compenso di 1.000 euro per la partecipazione alle riunioni di detti comitati.

I Comitati sono così composti:
Comitato per il controllo interno: Mario Giuseppe Cattaneo (Presidente), Alberto Clô, Renzo Costi e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.
Compensation Committee: Mario Resca (Presidente), Mario Giuseppe Cattaneo, al quale nel febbraio 2004 è subentrato Roberto Poli e Renzo Costi.
Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente), Dario Fruscio, Vittorio Mincato e Guglielmo Antonio Claudio Moscato.

Il Codice prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi di statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1994, in forza delle delibere assunte il 18 ottobre 2000 e il 7 novembre 2003 dal Consiglio di Amministrazione, svolge nei confronti del Consiglio funzioni istruttorie, propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della Società.

Nell'adunanza del 7 novembre 2003 il Consiglio ha approvato il regolamento del Comitato e ne ha specificato le funzioni (il testo del regolamento è disponibile sul sito internet dell'Eni). Nell'adunanza del 28 novembre 2003, il Consiglio ha nominato Presidente del Comitato Mario Giuseppe Cattaneo.

Il Comitato nel corso del 2004 si è riunito 15 volte, con la partecipazione media dell'88% dei suoi componenti, e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalle funzioni di *internal auditing* dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di *internal auditing* dell'Eni e delle società del Gruppo; (iii) monitorato le iniziative assunte e le risultanze delle azioni poste in essere a seguito delle informazioni riguardanti pagamenti impropri effettuati da rappresentanti di società fornitrici dell'EniPower a un dirigente di quest'ultima; (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 2003, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate; (v) approfondito le competenze attribuitegli dal Consiglio di Amministrazione con l'approvazione del nuovo regolamento; (vi) esaminate le risultanze dell'analisi sulle strutture dedicate totalmente o parzialmente ad attività di *audit* presenti nelle società italiane del

69421|331

Gruppo; (vii) monitorato lo sviluppo delle attività conseguenti all'applicazione del "Modello di organizzazione, gestione e controllo" ex D.Lgs. 231/2001 e 61/2002; (viii) esaminato l'informativa sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza; (ix) esaminato le implicazioni connesse alla definizione ed emissione di una procedura che regolamenti il trattamento delle segnalazioni anonime; (x) valutato le risultanze della gara per il conferimento dell'incarico di revisione per il triennio 2004-2006 ed espresso il proprio parere al Consiglio di Amministrazione in merito all'individuazione della PricewaterhouseCoopers quale assegnataria dell'incarico; (xi) esaminato i piani di revisione per i bilanci 2004 e le comunicazioni in ottemperanza al documento n. 260 dei principi di revisione "Commenti di fatti e circostanze attinenti la revisione ai responsabili delle attività di *governance*", nonché le attività svolte dal revisore di Gruppo nel 2004; (xii) esaminato gli elementi informativi sugli incarichi 2002 e 2003 conferiti dall'Eni e dalle imprese controllate e collegate consolidate alle società di revisione iscritte all'albo Consob e ai soggetti a esse collegati; (xiii) 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; (xiv) monitorato il conferimento di incarichi aggiuntivi o professionali alla società di revisione che esprime il giudizio sul bilancio o a soggetti del relativo *network*, formulando i relativi orientamenti.

Compensation Committee

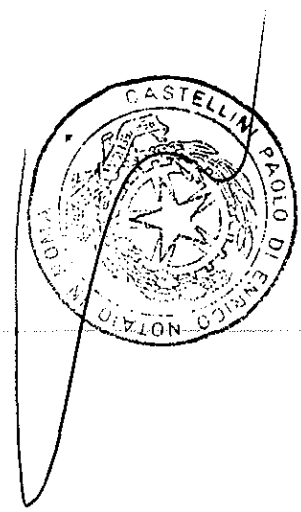
Il *Compensation Committee*, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione azionaria; (ii) definizione dei criteri per la remunerazione del *top management* del Gruppo; (iii) fissazione degli obiettivi e valutazione dei risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Cammittee* nel corso del 2004 si è riunito 5 volte, con la partecipazione media del 93% dei suoi componenti, e ha: (i) definito la proposta di Regolamento del Comitato approvato dal Consiglio nell'adunanza del 26 febbraio 2004; nella stessa adunanza il Consiglio ha nominato Mario Resca Presidente del Comitato; (ii) esaminato gli obiettivi del piano di *performance* e incentivazione per l'anno 2004 e i risultati dell'anno 2003, nonché gli schemi di assegnazione delle *stock grant* e delle *stock aption* per l'anno 2004, ai fini della successiva approvazione del Consiglio di Amministrazione; (iii) definito la proposta di remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato; (iv) esaminato il posizionamento retributivo del *top management* del Gruppo e i criteri della politica retributiva annuale.

Osservatorio Petrolifero Internazionale

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale (ex *Oil & Gas Committee*), istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 2002, ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti. Nell'adunanza dell'11 maggio 2004, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Presidente dell'Osservatorio Alberto Clô.

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale nel cotso del 2004 si è riunito 3 volte con la partecipazione media del 100% dei suoi componenti. La prima riunione è stata dedicata all'analisi del tema "Le riserve di idrocarburi: aspetti generali e metodologie Eni di valutazione" con l'approfondimento sia degli aspetti tecnici, economici e normativi inerenti l'iscrizione a libro delle riserve certe di petrolio e gas sia dei comportamenti dell'Eni in materia. La seconda riunione è stata incentrata su "La bolla gas in Europa e in Italia" con l'analisi dei dati relativi all'equilibrio domanda e offerta di gas in Italia e in Europa fino al 2010. Nel corso della terza riunione è stato affrontato il tema "Scenari petroliferi a confronto e conseguenti dinamiche dei prezzi petroliferi ed energetici"; particolare attenzione è stata dedicata all'approccio metodologico nella costruzione degli scenari futuri di prezzo del petrolio e del gas naturale e alla valutazione dell'impatto di ciascuno di essi sulle politiche di investimento del Gruppo.



69421|332

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 149 del D.Lgs. n. 58/1998 vigila sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2 del citato decreto.

Il Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 22 marzo 2005, avvalendosi della facoltà concessa dalla *SEC* nella *Rule 10A-3* agli emittenti esteri quotati negli USA, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolgerà, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa *SEC* all'*Audit Committee* degli emittenti USA. Le funzioni sono le seguenti: (i) valutare le proposte delle società di revisione per l'affidamento dell'incarico di revisione contabile e formulare al Consiglio di Amministrazione la raccomandazione in merito alla proposta di nomina, o di revoca, della società di revisione da sottoporre all'Assemblea; (ii) svolgere le attività di supervisione sull'operato della società di revisione incaricata della revisione contabile e della fornitura di servizi di consulenza, di altre revisioni o attestazioni; (iii) formulare raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il *management* e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria; (iv) approvare le procedure concernenti: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile; (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili; (v) approvare le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi *non-audit* ammissibili, individuati dal Collegio in modo dettagliato, ed esaminare l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati; (vi) valutare le richieste di avvalersi della società incaricata della revisione contabile del bilancio per servizi *non-audit* ammissibili ed esprimere il proprio parere in merito al Consiglio di Amministrazione; (vii) esaminare le comunicazioni periodiche della società di revisione relative: (a) ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare; (b) ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il *management*, le conseguenze dell'utilizzo di questi trattamenti alternativi e delle relative informazioni, nonché i trattamenti considerati preferibili dal revisore; (c) a ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il *management*; (viii) esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a ogni significativo punto di debolezza nel disegno o nell'esecuzione dei controlli interni che possa inficiare la capacità di registrare, elaborare, riassumere e divulgare informazioni finanziarie e le carenze rilevanti nei controlli interni; (ix) esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti ai fini del sistema di controllo interno.

Il Collegio potrà incaricare, anche avvalendosi delle strutture della Società, consulenti indipendenti o altri esperti nella misura dallo stesso ritenuta necessaria all'espletamento dei propri compiti.

Il Collegio sarà dotato delle risorse finanziarie dallo stesso ritenute adeguate al pagamento di compensi a consulenti indipendenti o ad altri esperti e delle spese ordinarie ai fini dell'espletamento dei propri compiti.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati, eccetto il Presidente, il 30 maggio 2002 dall'Assemblea per un triennio che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2004; ai sensi dell'art. 6 dello statuto, il Presidente del Collegio Sindacale è stato nominato con decreto del 29 maggio 2002 dal Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive. La nomina dei sindaci, effettuata ai sensi degli artt. 17 e 28 dello statuto mediante voto di lista, consente che due sindaci effettivi e uno supplente siano scelti tra i candidati

69421|333

degli azionisti di minoranza. I sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati. Le liste, per prassi, sono corredate del curriculum professionale di ciascun candidato e sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'assemblea in prima convocazione e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale.

L'articolo 28 dello statuto, coerentemente alle indicazioni del decreto del Ministro della giustizia 30 marzo 2000, n. 162, 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 n. 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 sindaci dell'Eni sono tutti iscritti al registro dei revisori contabili.

Il Collegio Sindacale è composto dal Presidente, Andrea Monorchio, dai sindaci effettivi Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Riccardo Perotta, e dai sindaci supplenti Fernando Carpentieri e Giorgio Silva. Il curriculum professionale dei sindaci è disponibile sul sito internet dell'Eni. Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo e Fernando Carpentieri sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Luigi Biscozzi, Riccardo Perotta e Giorgio Silva sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Arca SGR SpA.

Ai sindaci è fornita prima delle adunanze la documentazione sui temi oggetto di valutazione e di delibera consiliare. Lo statuto consente che le adunanze del Collegio Sindacale possano tenersi in videoconferenza.

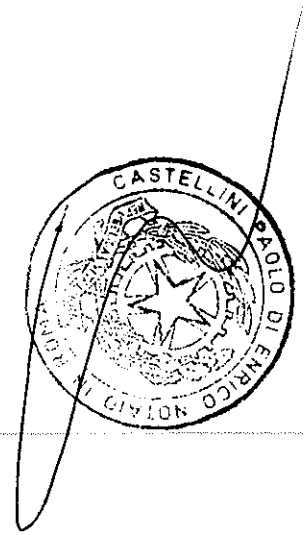
Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha determinato il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun sindaco effettivo, rispettivamente, in 87.000 euro e 58.000 euro, oltre a 1.000 euro per la partecipazione a ciascuna adunanza degli organi statutari e al rimborso delle spese sostenute.

Revisore contabile

L'attività di revisione contabile è affidata ai sensi di legge a una società di revisione iscritta nel registro dei revisori contabili, la cui nomina spetta all'Assemblea. La società di revisione in carica è la PricewaterhouseCoopers SpA nominata per un triennio dall'Assemblea il 28 maggio 2004 che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006.

Controllo gestione finanziaria

La gestione finanziaria dell'Eni SpA è sottoposta al controllo della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Luigi Schiavello (sostituto Angelo Antonio Parente).



L'azionariato della Società

Il capitale sociale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2004 ammonta a 4.004.424.476 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.004.424.476 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima. Inoltre ai sensi dell'art. 6 dello statuto, solo lo Stato Italiano può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedenti detto limite.

69421|334

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2004 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale dell'Eni SpA sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'economia e delle finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA	400.288.338	10,00
Eni SpA (azioni proprie)	234.394.888	5,85

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
Italia	357.456	2.333.748.844	58,30
UK e Irlanda	1.182	198.402.870	4,96
Altri Stati UE	4.332	820.532.168	20,50
USA e Canada	1.488	274.321.612	6,85
Resto del Mondo	1.573	135.054.733	3,37
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		232.710.909	5,81
Altri	n.d.	8.250.740	0,21
Totale	366.031	4.003.021.876	100,00

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero azionisti	Numero di azioni	% sul capitale (1)
>10%	1	813.443.277	20,32
3%-10%	1	400.288.338	10,00
2%-3%	2 (2)	193.505.326	4,83
1%-2%	4	258.618.718	6,46
0,5%-1%	12	364.906.835	9,12
0,3%-0,5%	18	274.936.676	6,87
0,1%-0,3%	55	356.368.524	8,90
≤ 0,1%	365.938	1.099.992.533	27,48
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		232.710.909	5,81
Altri	n.d.	8.250.740	0,21
Totale	366.031	4.003.021.876	100,00

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo 24 giugno 2004 (data stacco: 21 giugno 2004).
(2) Gli azionisti Banca Caboto e Banca Intesa hanno comunicato la riduzione del loro possessi azionari al di sotto del 2% rispettivamente dal 2,4 all'1,3% e dal 2,4 allo 0,4%.

Diritti speciali riservati allo Stato (golden share) - Ddl risparmio

Lo statuto dell'Eni all'art. 6.2 attribuisce, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, al Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, i seguenti poteri speciali (in sintesi): (a) gradimento da rilasciarsi espressamente all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (b) gradimento da rilasciarsi espressamente quale condizione di validità alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d); (d) nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo. Il Ministro dell'economia e delle finanze si è avvalso dei poteri di cui alla lettera (a) al fine di consentire a una banca d'affari, in occasione delle OPV di azioni Eni, il possesso di azioni da collocare sul mercato, mentre non si è mai avvalso dei poteri di cui alle lettere (b) e (c).

69421|335

L'esercizio dei poteri speciali è regolato dalla legge citata e dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

L'art. 4, comma 227, della legge 24 dicembre 2003, n. 350 ha modificato l'art. 2, comma 1 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modifiche dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, riguardante l'individuazione dei poteri speciali riservati allo Stato nelle società pubbliche privatizzate, esercitati congiuntamente dal Ministro dell'economia e delle finanze e dal Ministro delle attività produttive, genericamente qualificati come *golden share*. Le modifiche – volte ad adeguare il contenuto di detti poteri ai rilievi formulati in sede comunitaria sulla compatibilità della normativa di cui alla legge 474/1994 ai principi di libera circolazione dei capitali – si riassumono come segue: (a) opposizione – e non più gradimento quale condizione per l'esercizio del diritto di voto e dei diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale – all'assunzione da parte dei soggetti nei confronti dei quali opera il limite del possesso azionario di cui all'art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni della legge 30 luglio 1994, n. 474, di partecipazioni rilevanti, intendendosi per tali quelle che rappresentano almeno il 5% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (b) opposizione – e non più gradimento quale condizione di validità – alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 5% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) esercizio del diritto di veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d); (d) nomina di un amministratore al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

Il recepimento nello statuto delle nuove norme relative all'esercizio dei poteri speciali è subordinato all'emanazione da parte del Ministro dell'economia e delle finanze e del Ministro delle attività produttive di uno specifico decreto.

Il 3 marzo 2005 la Camera dei Deputati ha approvato, in prima lettura, il cosiddetto "Ddl risparmio" ovvero il disegno di legge contenente "Disposizioni per la tutela del risparmio e la disciplina dei mercati finanziari" (Disegno) volte ad assicurare maggiore trasparenza ai mercati regolamentati e a rafforzare la tutela dei risparmiatori. Il Disegno stabilisce tra l'altro che "il Presidente del Collegio Sindacale è nominato dall'assemblea tra i sindaci eletti dalla minoranza" e che l'adeguamento degli statuti alle disposizioni da esso introdotte deve avvenire "entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge."

Assemblee

L'Assemblea è il momento istituzionale di incontro tra gli amministratori della Società e i suoi azionisti. Nel corso delle riunioni assembleari i soci possono chiedere informazioni sia sulle materie all'ordine del giorno sia sull'andamento della gestione in generale. L'informativa è fornita nel rispetto della disciplina delle informazioni *price sensitive*.

L'assemblea ordinaria esercita le funzioni previste all'art. 2364 del codice civile e quella straordinaria le funzioni di cui all'art. 2365 del codice civile, oltre alle altre normativamente previste.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, gli avvisi di convocazione sono pubblicati su diversi giornali italiani ed esteri e lo statuto prevede (artt. 13 e 14) sia il voto per corrispondenza sia la facoltà di ricorrere alla raccolta delle deleghe. Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e di garantire in particolare il diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti in discussione il 4 dicembre 1998, l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito internet dell'Eni.

69421/336

Rapporti con gli azionisti e gli investitori e trattamento delle informazioni

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, l'Eni ha adottato una politica di comunicazione, sancita dal suo Codice di Comportamento, 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, completa, trasparente, tempestiva e selettiva 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. Apposite funzioni dell'Eni assicurano i rapporti con gli investitori, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

I rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono intrattenuti dal responsabile dell'unità *Investor Relations*. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* investor.relations@eni.it.

I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Rapporti con gli Organi di Informazione.

I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché al numero verde 800940924.

Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e gli eventi/operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito internet dell'Eni. Sempre sul sito, sono disponibili i comunicati stampa della Società, le procedure in materia di *corporate governance*, la documentazione distribuita nel corso degli incontri con gli analisti finanziari, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, nonché l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti e i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta.

L'Eni è consapevole che l'informativa finanziaria riveste un ruolo centrale nel funzionamento dei mercati dei capitali nonché nella creazione e nel mantenimento di relazioni soddisfacenti tra l'impresa e la sempre più vasta platea di interlocutori. L'Eni è consapevole altresì che la fiducia degli investitori nelle società quotate sui mercati regolamentati è uno degli elementi essenziali al funzionamento dell'economia globale. Gli investitori devono poter fare affidamento sull'assoluta integrità morale delle persone che occupano le posizioni chiave della Società e sull'osservanza da parte del *management* di codici di comportamento, procedure e regole aziendali. L'impegno dell'Eni a fornire agli investitori e ai mercati un'informativa finanziaria veritiera, completa, trasparente, tempestiva e selettiva è sancito dal suo Codice di Comportamento che individua quali valori fondamentali nello svolgimento della propria attività e nei rapporti con i terzi la completezza e trasparenza delle informazioni, la legittimità formale e sostanziale di tutti i comportamenti posti in essere dai propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, nonché la chiarezza e la verità nei riscontri contabili secondo le norme di legge e le procedure interne.

Il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo", pubblicata sul sito internet dell'Eni. La procedura che recepisce le indicazioni della Consob e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria, fissa i requisiti della comunicazione al pubblico degli eventi *price sensitive* (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce il flusso informativo volto ad acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi *price sensitive*. La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa.

69421\337

Il Codice di Comportamento dell'Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Internal dealing

In ottemperanza alle disposizioni contenute nel Regolamento dei mercati organizzati e gestiti dalla Borsa Italiana SpA, nel testo modificato dalla delibera Consob n. 13655 del 9 luglio 2002, il 18 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi dall'Eni SpA e da società controllate quotate (*Internal dealing*)", pubblicato sul sito internet dell'Eni. Il Codice sull'Internal dealing, entrato in vigore il 1° gennaio 2003, contiene la disciplina degli obblighi informativi e individua i limiti all'esecuzione delle operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate effettuate per conto proprio dalle persone rilevanti intendendosi per tali: (i) gli amministratori, i sindaci effettivi dell'Eni, il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo della gestione finanziaria dell'Eni; (ii) i responsabili delle funzioni direttamente dipendenti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato dell'Eni nonché i responsabili delle funzioni da loro direttamente dipendenti.

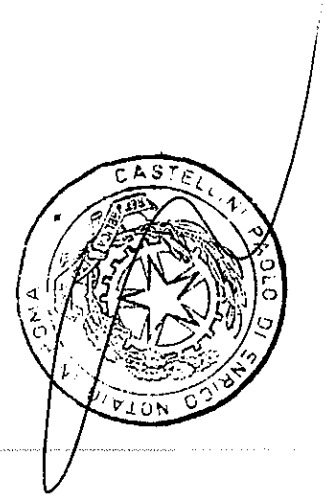
Il Codice sull'*Internal dealing*:

- determina in 35.000 euro il controvalore delle operazioni compiute in ciascun trimestre solare il cui superamento comporta per le persone rilevanti l'obbligo di comunicazione al mercato (il limite stabilito dal Regolamento di Borsa è di 50.000 euro) e in 175.000 euro il controvalore delle operazioni compiute nel trimestre solare il cui superamento comporta la comunicazione "senza indugio" (il limite srabilito dal Regolamento di Borsa è di 250.000 euro);
- comprende tra le operazioni da considerare ai fini della verifica del superamento delle soglie sopra indicate l'esercizio del diritto di opzione a fronte di piani di *stock option* e la cessione di azioni acquisite a fronte di piani di *stock option* e di *stock grant*;
- vieta alle persone rilevanti di eseguire operazioni sugli strumenti finanziari emessi dall'Eni e dalle società quotate controllate nei quindici giorni lavorativi che precedono le adunanze consiliari dell'Eni nelle quali sono esaminati i rendiconti periodici obbligatori e il preconsuntivo, nonché, se non comunicato in tale sede, il giorno in cui viene definita la proposta di dividendo all'Assemblea. Il divieto non si applica all'esercizio dei diritti attribuiti nell'ambito di piani di *stock option* e di *stock grant*, fermo restando l'obbligo di non procedere alla vendita delle azioni nei periodi indicati.

D.Lgs. n. 231/2001

Nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001" (Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'art. 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300) e ha istituito l'Organismo di Vigilanza. I "Principi del Modello 231" sono disponibili sul sito internet dell'Eni. I criteri seguiti per la redazione del Modello si ispirano alle Linee Guida predisposte da Confindustria. Il Modello è stato comunicato a ciascuna società del Gruppo per l'estensione e l'applicazione.

Di seguito le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.



69421/338

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

	Consiglio di Amministrazione					Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		Osservatorio Petrolifero Internazionale	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze	n. altri incarichi	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze
Presidente											
Roberto Poli		X	X	100	6			X	100		
Amministratore Delegato											
Vittorio Mincato	X			100	-					X	100
Consiglieri											
Mario Giuseppe Cattaneo (*)		X	X	78	5	X	93				
Alberto Clô (*)		X	X	89	4	X	80			X	100
Renzo Costi (*)		X	X	83	-	X	87	X	80		
Dario Fruscio		X	X	83	-					X	100
Guglielmo Moscato		X	X	95	-	X	93			X	100
Mario Resca		X	X	89	2			X	100		
Numero riunioni 2004	18					15		5		3	

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Il Codice di autodisciplina prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi dello statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Componenti	% presenze	N. altri incarichi
Presidente		
Andrea Monorchio	78	-
Sindaci effettivi		
Luigi Biscozzi (*)	94	-
Paolo Andrea Colombo	89	-
Filippo Duodo	94	-
Riccardo Perotta (*)	89	-
Sindaci Supplenti		
Fernando Carpentieri		-
Giorgio Silva (*)		-
Numero riunioni 2004		18

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del codice di autodisciplina

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?		X (*)
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?		X (*)
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)		*Internal Audit*
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/*e-mail*) del responsabile *investor relations*		*Investor Relations* (**)

(*) Le procedure saranno redatte non appena noti i "principi generali emanati dalla Consob" di cui all'art. 2391 bis del codice civile introdotto dal D.Lgs. 26 dicembre 2004, n. 310.
(**) Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. 02 52051651 - Fax 02 52031929

69421|340

Nel 2004 la piena attuazione del nuovo modello organizzativo e del sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane in Italia ha consentito di potenziare le capacità dell'Eni di: (i) pianificare le iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane con un orientamento di medio-lungo termine coerente con le caratteristiche del *business* e adeguato a sostenere il percorso di crescita intrapreso; (ii) sviluppare e condividere il *know-how*, attraverso la sistematizzazione e diffusione delle conoscenze e delle *best practice* relative ai processi operativi; (iii) governare il sistema delle risorse umane attraverso l'elaborazione di un peculiare modello di controllo; (iv) gestire le risorse umane a livello internazionale con strumenti omogenei e modalità il più possibile standardizzate, pur nel rispetto delle diverse legislazioni e culture locali; (v) ottenere importanti risultati nel campo delle relazioni industriali in ambito sia nazionale sia internazionale; (vi) conseguire la massima efficacia dalle attività di comunicazione interna e di formazione.

Interventi sull'organizzazione

L'obiettivo di migliorare la capacità di sviluppare e gestire la conoscenza ha spinto l'Eni a potenziare i sistemi di *knowledge management* nella convinzione che il miglioramento dell'efficienza e della rapidità dei processi di lavoro sarà sempre più legato alla capacità di "catturare" il *know-how* (sia quello presente all'interno sia quello che si sviluppa all'esterno dell'azienda) e "incorporarlo" nel sistema organizzativo, garantendone la diffusione nel *network* aziendale. Sistemi di *knowledge management* tecnologicamente all'avanguardia sono stati implementati nella Divisione Exploration & Produzione e nell'area Raffinazione della Divisione Refining & Marketing.

Iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane

L'attività di pianificazione delle risorse umane dell'Eni ha avuto un nuovo impulso dall'introduzione di un metodo basato su un approccio strategico fortemente selettivo e orientato al medio-lungo termine (c.d. "pianificazione strategica delle professionalità") che ha portato all'identificazione dei ruoli professionali considerati critici per l'attuazione delle strategie di *business*. Rispetto a questi ruoli sono stati elaborati piani di intervento (iniziative di reperimento dall'esterno, mobilità, formazione) che ciascuna area di *business* sta attuando.

È stato messo a punto e implementato un metodo di valutazione del *management* che, utilizzando un "linguaggio" standard di Gruppo, consente di supportare le decisioni di assegnazione degli incarichi manageriali, di monitorare l'efficacia dei processi di attribuzione degli stessi e di promuovere le più opportune iniziative di sviluppo manageriale.

Nell'ambito della gestione del personale, il consolidamento dei Centri di Servizio territoriale e l'attivazione di Poli *multibusiness*, in grado di fornire un servizio alle diverse realtà

69421/34

operative dell'Eni presenti sul territorio, ha consentito l'integrazione delle prassi e dei comportamenti aziendali, anche attraverso il monitoraggio di indicatori di efficienza e la sensibilizzazione diffusa verso obiettivi di efficacia e qualità del servizio. Più in generale, è stata implementata l'attività di controllo delle *performance* di tutto il sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane che prevede modalità e meccanismi di verifica dell'attuazione dei piani, del rispetto delle linee guida, delle normative e delle metodologie, nonché del raggiungimento degli specifici obiettivi assegnati.

Sul versante internazionale, sono state realizzate analisi su compensation, *benefit* e schemi pensionistici come base per possibili standardizzazioni che tengano conto delle specificità locali.

Il processo di estensione e adattamento ai contesti locali esteri del sistema di Gruppo di gestione e sviluppo delle risorse umane ha visto poi l'avvio di due importanti progetti legati all'inserimento, sviluppo e *retention* di giovani risorse internazionali:

- interventi di valutazione del potenziale manageriale di risorse "locali", equiparabili, in Italia, ai giovani quadri (coinvolta una popolazione di circa 200 risorse);
- corsi di formazione istituzionale per laureati neo assunti.

Formazione e Comunicazione interna

Nel 2004 il processo di formazione è stato oggetto di reengineering con l'obiettivo di assicurare un elevato grado di coerenza degli interventi formativi con le necessità operative dei *business*. In questo ambito, è stato aumentato il livello di coinvolgimento del *management* di linea nell'identificazione dei fabbisogni formativi e nella progettazione degli interventi ed è stato rafforzato il *network* tra i Dipartimenti della controllata (100%) Eni Corporate University SpA e le aree professionali delle società del Gruppo e delle Divisioni dell'Eni SpA.

È continuata la crescita delle iniziative realizzate da Eni Corporate University; in particolare, i progetti formativi con utilizzo di supporti *Web* hanno visto un significativo incremento, in numero e in diversificazione di argomenti e di finalità, tale da poter ormai considerare l'*e-learning* una modalità di erogazione standard. È stata inoltre arricchita l'offerta di servizi nel campo dell'autosviluppo (*Personal Coaching*) e del *Change management*.

Sono stati consolidati i rapporti con il sistema accademico attraverso la stipula di nuove Convezioni Quadro e Convenzioni *Stage* (allo stato, rispettivamente 29 e 27). È stato attivato il Corso di Specializzazione biennale in Scienza degli Idrocarburi, in collaborazione con la Scuola Superiore Normale di Pisa, ed è proseguita la collaborazione con il Politecnico di Milano per la Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica, Orientamento Energetico-Idrocarburi. Si è conclusa positivamente, con l'inserimento nell'Eni SpA e nelle società del Gruppo di tutti i partecipanti (n. 63), la prima edizione del Progetto *Master*

69421|342

Eni, realizzato in collaborazione con l'Università Roma Tre, l'Università Cattolica di Milano, l'Università di Bologna e il Politecnico di Torino.

La Scuola Mattei di Eni Corporate University ha avviato il 48° anno accademico del *Master* Medea, con la partecipazione di laureati italiani e stranieri. Nel corso del 2004 sono stati inseriti nell'Eni SpA e nelle società del Gruppo 31 allievi partecipanti all'anno accademico 2003-2004 del *Master*.

Relativamente alla comunicazione interna, il Portale Intranet MyEni ha raggiunto il *desktop* di 12.000 utenti italiani, per i quali costituisce il punto di accesso unico alle informazioni e agli applicativi di uso quotidiano. Sono state inoltre rafforzate le funzionalità di MyEni, in particolare relativamente alla condivisione della conoscenza: i siti di *know-how* progettati favoriscono l'attività delle famiglie professionali distribuite sul territorio. Al fine di favorire l'uso ottimale del Portale, è stato realizzato un ampio piano di *change management* che si è svolto attraverso incontri mirati in tutte le sedi.

È stata avviata un'attività di *customer satisfaction* interna finalizzata sia a valutare il gradimento e l'utilizzo degli strumenti di comunicazione interna sia il funzionamento di nuove strutture e processi organizzativi (Poli Territoriali).

Nel quadro di un'ampia attività di editoria interna dedicata ai dipendenti, è proseguita la pubblicazione della rivista bimestrale monografica *personæ*. In sinergia con la versione cartacea, è nata *personaeonline*, versione telematica presente nel Canale *MyNews* del Portale MyEni: un nuovo strumento di comunicazione multimediale, approfondimento e dialogo con tutti coloro che operano nell'Eni volto a favorire l'autosviluppo e mantenere vivo, con proposte sempre nuove e aggiornate, il dibattito sui temi che riguardano il rapporto fra le persone e l'impresa.

Nel 2004, in Italia, sono state erogate 1.290.447 ore di formazione con un aumento, rispetto al 2003, di 39.237 ore pari al 3,1%. Hanno partecipato alle iniziative formative 26.245 risorse (714 dirigenti, 4.279 quadri, 13.088 impiegati e 8.164 operai), per un totale di 104.120 partecipazioni complessive.

Coerentemente con la qualificazione dei partecipanti ai corsi, il 50% delle ore erogate è stato dedicato alla formazione professionale e il 21% alla formazione in materia Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità.

Relazioni industriali

È stato sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali di categoria l'accordo quadro per il rinnovo del Premio di Partecipazione per il Quadriennio 2004-2007. L'accordo, nel riconfermare la validità dei presupposti previsti dal Protocollo del 23 luglio 1993 sulla politica dei redditi, ha avuto anche l'obiettivo di cogliere le specificità e le differenziazioni in termini di *business* e di mercato che il Gruppo esprime a livello di singole Società/Divisioni nell'Eni SpA.

Sul versante delle relazioni industriali internazionali, sono state realizzate azioni di ulteriore rafforzamento del sistema. È stato infatti firmato l'accordo di rinnovo triennale del Comitato Aziendale Europeo, che adegua l'organismo alle dinamiche di internazionalizzazione del Gruppo e alla focalizzazione sul *core business* nella nomina dei rappresentanti dei lavoratori, ed è stato rinnovato l'Accordo relativo all'Osservatorio Europeo sulla Salute e Sicurezza nei luoghi di lavoro con l'obiettivo di incrementare e valorizzare le competenze e le *best practice* su tali materie nell'ambito del Gruppo. È stato rinnovato altresì nel suo impianto originario, per un triennio, l'Accordo sulle Relazioni industriali a livello internazionale e sulla *Corporate Social Responsibility*, con l'inclusione delle linee guida OCSE sulle imprese multinazionali: la firma è avvenuta nel corso di un incontro nel quale sono state presentate e valorizzate positive esperienze del sistema di relazioni industriali Eni nel mondo.

È stato finalizzato l'"Eni *Pilot Project* sulla Formazione continua a livello europeo" volto a diffondere la conoscenza del sistema Eni in risorse operanti nell'ambito di 9 società del set-

69421/343

tore Refining & Marketing dell'Europa Centro-Orientale. I risultati dell'iniziativa, pubblicati in un *booklet* di comunicazione interna, sono stati selezionati come una delle buone pratiche di *Corporate Social Responsibility* per il 2004.

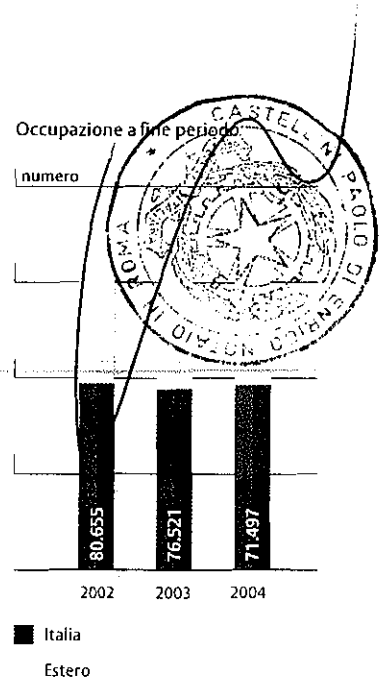
Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2004 è di 71.497 unità con una diminuzione di 5.024 unità, pari al 6,5%, rispetto al precedente esercizio, di cui 4.100 locali esteri e 924 italiani.

I dipendenti assunti in Italia sono 41.311 (57,8% dell'occupazione di Gruppo) di cui 38.725 operanti in territorio nazionale, 2.382 operanti all'estero e 204 marittimi. Rispetto al 2003, la diminuzione del numero di occupati di 924 unità è riferita quanto a 667 unità al saldo fra risoluzioni e assunzioni e quanto a 257 unità a variazioni del campo di consolidamento.

Nel 2004 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 1.993 assunzioni, di cui 1.267 a tempo indeterminato e 726 a tempo determinato, che hanno riguardato prevalentemente personale laureato (708 unità di cui 424 ingegneri) e diplomato (517 unità) inseriti in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.660 rapporti di lavoro, di cui 2.007 a tempo indeterminato e 653 a tempo determinato.

I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 30.186 (42,2% dell'occupazione di Gruppo) con una diminuzione di 4.100 unità dovuta alla cessione dell'Agip do Brasil (-3.968 unità) e al saldo positivo fra risoluzioni e assunzioni a tempo determinato in Saipem e Snamprogetti (+120 unità) e a quello negativo fra risoluzioni e assunzioni a tempo indeterminato (-252 unità) nel resto del Gruppo.



Occupazione a fine periodo (numero)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.715	7.718	**7.705**	(13)	(0,2)
Gas & Power	13.317	12.982	**12.843**	(139)	(1,1)
Refining & Marketing	13.757	13.277	**9.224**	(4.053)	(30,5)
Petrolchimica	7.258	7.050	**6.565**	(485)	(6,9)
Ingegneria e Costruzioni	29.091	26.457	**26.740**	283	1,1
Altre attività	6.360	5.705	**4.983**	(722)	(12,7)
Corporate e società finanziarie	3.157	3.332	**3.437**	105	3,2
	80.655	76.521	71.497	(5.024)	(6,6)

69421|344

Responsabilità nei confronti del territorio

L'Eni conduce le proprie attività sulla base di comportamenti manageriali improntati al rispetto delle principali convenzioni e delle linee guida internazionali di condotta etico-sociale e ambientale, avvalendosi anche di standard autonomamente sviluppati sulla base della propria cultura d'impresa e dei principi che ispirano da sempre il suo modo di operare. L'Eni pone grande attenzione al modo in cui realizza i progetti industriali, valutandone sempre l'impatto complessivo sul territorio e la collettività, e sostiene iniziative e politiche promosse nell'ambito di un più ampio processo di consultazione in grado di affrontare e fornire risposte adeguate agli aspetti più critici del contesto operativo.

Parte integrante di una visione responsabile d'impresa è il tema del rispetto dei diritti umani. Nel 2004 l'Eni ha accolto con interesse il progetto delle Nazioni Unite di Norme sulla responsabilità delle imprese transnazionali in materia di diritti umani, prendendo parte al dibattito con le principali associazioni italiane e internazionali, nonché all'interno delle associazioni di *business*.

La Nigerian Agip Oil Co (100% Eni) ha emanato una nuova *Policy di Security* che, ispirata ai principi e criteri applicativi della normativa generale sulla *Security* di Gruppo, fa perno sul rispetto dei diritti fondamentali delle popolazioni, sulla formazione e responsabilizzazione dei dipendenti e sul costante dialogo con le comunità.

Con riferimento ai temi della trasparenza dei flussi finanziari, la Società ha partecipato, attraverso le associazioni di categoria, alla *Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)*, lanciata nel 2003 dal Governo britannico.

Costante è l'impegno della Società nell'analisi dell'impatto globale delle proprie attività dal punto di vista sociale, economico e ambientale. Nel 2004 è proseguito il processo di "Valutazione di impatto strategico" del progetto Kashagan, nel Caspio kazako, che consentirà di prevenire i rischi, mitigare gli impatti e individuare le modalità più opportune per massimizzare il beneficio per le comunità.

Diversi approcci nel rapporto con gli stakeholder locali

Il processo di dialogo attivato dall'Eni con gli *stakeholder* presenti sul territorio varia in funzione delle condizioni locali, assumendo differenti modalità operative, quali:

- la stipula di accordi con le diverse comunità e le autorità locali, come avviene ad esempio in Nigeria, che prevedono tra l'altro la costituzione di un comitato di controllo composto da rappresentanti delle comunità e di un comitato per la risoluzione dei conflitti e la discussione di problemi specifici;
- la promozione di nuove forme di rappresentanza, come i comitati per lo sviluppo attivati in Pakistan, nella regione di Kirthar, con l'assistenza di una Ong locale. I componenti

69421|345

di tali organismi, dopo adeguata formazione, diventano promotori di un processo di sviluppo che coinvolge l'intera comunità;

- la collaborazione con le Ong locali, ciascuna competente per uno specifico campo di attività, attualmente sperimentata in Venezuela per la realizzazione del programma di sviluppo delle comunità locali. Il processo, svolto su base annuale, comprende la consultazione con le comunità e la programmazione, implementazione e revisione delle iniziative.

Contributo allo sviluppo locale

L'Eni contribuisce a creare le condizioni per il maggiore benessere delle comunità con le quali interagisce e per il raggiungimento della loro autosufficienza socio-economica. Promuove processi basati sul dialogo costante con gli *stakeholder* interessati, sullo scambio di conoscenze tecnico-scientifiche e sullo sviluppo di iniziative autonome. Nella realizzazione degli interventi a favore delle comunità, collabora con governi, amministrazioni locali, agenzie di sviluppo e organizzazioni umanitarie nazionali e internazionali.

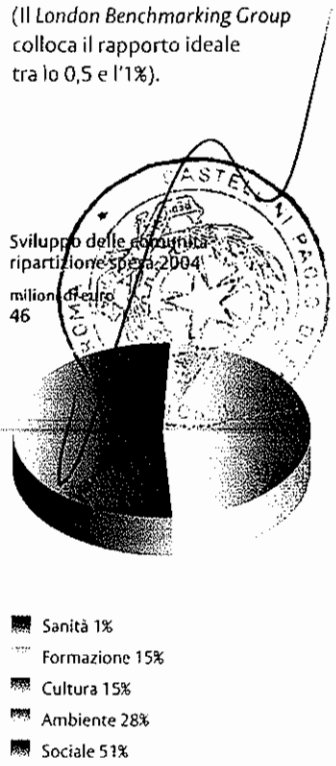
Le direttrici di intervento e i progetti

Nella propria strategia di intervento, l'Eni privilegia la realizzazione di iniziative nell'ambito della sanità, dello sviluppo sociale, dell'istruzione e formazione, della salvaguardia dell'ambiente e della cultura. Negli ultimi anni, la quota preponderante degli interventi ha riguardato il contributo allo sviluppo sociale, prevalentemente attraverso la realizzazione di infrastrutture e progetti di sviluppo rurale.

Di seguito sono indicate alcune iniziative svolte nel 2004 rappresentative dell'impegno della Società nelle diverse aree di intervento, rimandando alla consultazione sul *web site* Eni all'indirizzo www.eni.it per maggiori dettagli sulle stesse e sugli altri interventi e programmi.

Nell'ambito degli interventi volti a rafforzare i sistemi sanitari locali e a combattere la diffusione delle principali malattie, è proseguita l'attività del progetto per la *prevenzione della trasmissione del virus Hiv da madre a figlio negli stati di Rivers e Bayelsa in Nigeria*, avviato dall'Unicef nel 2003 con il supporto dell'Eni. I principali risultati conseguiti nel 2004 sono: (i) la mappatura di oltre 200 comunità nel *Rivers State*; (ii) la dotazione di attrezzature ai quattro centri sanitari coinvolti nell'iniziativa (*General Hospital* di Omoku, Braithewaite *Memorial Hospital* di Port Harcourt, *General Hospital* di Okolobiri e *Health Center* di Ologoama); (iii) l'avvio dei lavori di ristrutturazione delle strutture sanitarie; (iv) la fornitura di servizi di prevenzio-

L'impegno complessivo a favore delle comunità
L'impegno dell'Eni a favore delle comunità locali ha comportato nel 2004 una spesa complessiva di 46 milioni di euro. La riduzione rispetto agli anni precedenti deriva in gran parte dal completamento del programma di opere pubbliche e di strutture sociali realizzato in Kazakhstan nell'area della capitale Astana.
Il rapporto tra spese a favore delle comunità e utile netto conseguito dalla Società è, per il 2004, pari allo 0,6% (Il *London Benchmarking Group* colloca il rapporto ideale tra lo 0,5 e l'1%).



69421/346

Spesa per le comunità - tipologie di intervento

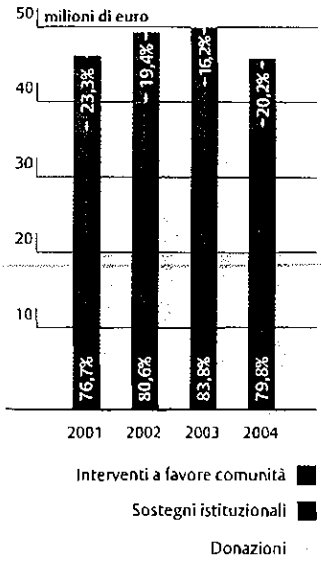
L'Eni suddivide i suoi interventi secondo tre tipologie:
Interventi a favore delle comunità: supporto finanziario e/o in natura (attraverso la messa a disposizione di *know-how*, strutture, attrezzature) a progetti sociali;
Sostegni istituzionali: collaborazioni o contributi finanziari a favore di istituzioni nazionali o internazionali quali Ong, Agenzie delle Nazioni Unite, etc.;
Donazioni: erogazioni in denaro o in natura, di modesta entità, in risposta a richieste occasionali da parte di associazioni e istituzioni locali.
Negli anni le iniziative promosse dall'Eni hanno riguardato prevalentemente interventi a favore delle comunità, privilegiando le iniziative in grado di rispondere direttamente alle aspettative di sviluppo delle popolazioni locali e di realizzare le condizioni per un processo di crescita autonomo e sostenibile.

ne della trasmissione del virus da madre a bambino; (v) la formazione di 120 sanitari e l'addestramento di 270 persone alla comunicazione interpersonale e alla realizzazione, attraverso Ong locali, di attività di sensibilizzazione e di mobilitazione. L'iniziativa, rivolta alle donne tra i 15 e i 49 anni, ai loro *partner* e alle loro famiglie, prevede il coinvolgimento di circa 15.000 donne in stato di gravidanza e quasi 300.000 persone delle comunità residenti nelle aree interessate dall'iniziativa. L'obiettivo è di assicurare l'assistenza ad almeno il 20% delle donne che si rivolgono alle quattro cliniche prenatali.

In tema di sviluppo sociale, il *progetto pilota per la coltivazione del riso nella Repubblica del Congo* che ha l'obiettivo di introdurre la coltivazione del riso nella regione della Cuvette, nel distretto di Oyo, analogamente a quanto già realizzato in Nigeria nello stato del Bayelsa con il Progetto Burma Rice Farm. Attualmente nel Paese il riso viene importato a causa della mancanza di varietà resistenti e di tecnologie idonee. La fase preliminare (ottobre 2003-maggio 2004) ha riguardato: (i) la valutazione dei siti produttivi; (ii) l'identificazione delle varietà di riso che meglio si adattano alle condizioni climatiche e pedologiche locali; (iii) la scelta delle migliori tecnologie di produzione e gestione; (iv) la formazione di personale locale; (v) l'attivazione di sistemi di produzione dei semi; (vi) l'installazione di un laboratorio per la lavorazione del riso e il trattamento dei semi. Al fine di consentire al progetto una maggiore auto-sostenibilità, l'iniziativa ha coinvolto maestranze e tecnici agronomi locali. Sulla base dei risultati ottenuti sarà avviata una successiva fase finalizzata a verificare la fattibilità del progetto su più ampia scala.

Relativamente alla realizzazione di infrastrutture sociali si segnalano *gli interventi in Kazakhstan*. Nel 2004 nell'area della capitale Astana è stato completato il programma di opere pubbliche e infrastrutturali. Nelle due aree di presenza operativa, il Caspio Settentrionale (Progetto Kashagan) e quella di Uralsk-Aksai (Progetto Karachaganak), i programmi in corso riguardano prevalentemente i settori dell'edilizia scolastica e sociale e delle strutture sanitarie. In particolare nel Caspio Settentrionale sono stati costruiti due scuole medie e una elementare, un dormitorio con 250 posti letto e due edifici abitativi, uno dei quali per famiglie indigenti. È stato completato il Palazzo dei Matrimoni di Aktau, ristrutturato l'ospedale rurale di Balykshi e costruito un ospedale per il trattamento della tubercolosi con 50 posti letto nel distretto di Dossor. Nella regione sono proseguiti gli interventi per la fornitura di gas naturale e per l'approvvigionamento idrico delle aree urbane e rurali ancora non raggiunte dalle reti di distribuzione. Relativamente all'area operativa di Karachaganak, nel 2004 a Uralsk è stata ultimata la ristrutturazione del centro cardiologico regionale ed è iniziata la costruzione del reparto di chirurgia dell'ospedale regionale. È stato completato l'ammodernamento dell'aeroporto cittadino; sono state ricostruite diverse scuole e un centro culturale in zone rurali e realizzati sistemi per la distribuzione di gas naturale; ad Aksai, con la realizzazione di un impianto di trattamento delle acque reflue, è stato completata la ristrutturazione della rete idrica della città avviata nel 2000.

Evoluzione degli interventi per le comunità



Tra gli interventi realizzati per promuovere l'istruzione di base e l'inserimento di giovani e adulti nel mondo del lavoro, di particolare rilevanza è il *programma educativo attivato nella regione di Dación in Venezuela*, nello Stato di Anzoátegui. L'Eni sostiene dal 2002 le attività dell'Instituto Radiofonico Fe y Alegría, una Ong locale che attua programmi di educazione e formazione professionale rivolti alle fasce più vulnerabili della popolazione e alle comunità rurali con difficoltà di accesso alle strutture educative. Il programma è articolato secondo le seguenti direttrici: (i) scolarizzazione di base e avanzata; (ii) formazione professionale; (iii) promozione dello sport e delle attività ricreative; (iv) sensibilizzazione alle tematiche ambientali. Al 31 dicembre 2004, nel campo dell'istruzione, sono stati realizzati cinque Centri di Orientamento, costruiti due edifici scolastici e forniti servizi di trasporto ai bambini che frequentano le scuole. Le attività, articolate in circa 2.000 ore di formazione, hanno coinvolto oltre 100 persone. Relativamente alla formazione professionale, cui hanno partecipato oltre 100 persone, le attività hanno riguardato corsi per saldatori, di sartoria, panetteria, di cucina tradizionale, nonché la formazione di organizzatori di attività sportive, che ha coinvolto oltre 150 persone, contribuendo a migliorare le condizioni di vita generali, a favorire una maggiore aggregazione e a contenere fenomeni di disagio sociale. In un'ottica di sensibilizzazione sui temi ambientali, è stata costituita una Brigata

69421/347

Ambientale, composta di 30 persone e preposta alla gestione e recupero delle aree naturali adiacenti il fiume Morichal, e sono state organizzate 25 Giornate della Pulizia con la partecipazione attiva di tutte le comunità.

Fra i progetti volti a conservare e proteggere gli ecosistemi la *riforestazione nel Kirthar in Pakistan* dove l'Eni, in *partnership* con l'*UNDP* (*United Nations Development Programme*) e le comunità locali, sostiene un'iniziativa volta al ripristino della biodiversità e alla riduzione del livello di povertà dell'area adiacente al campo gas di Bhit. Il progetto, che riguarda un'area particolarmente critica dal punto di vista climatico e pedologico, prevede l'impianto di 100.000 nuovi alberi, il recupero e la protezione della vegetazione esistente e la realizzazione di vivai. Saranno inoltre promossi programmi di formazione nei settori dell'agricoltura e dell'allevamento, nonché della preservazione delle risorse idriche e forestali. A regime, il progetto coinvolgerà circa 21.000 persone, appartenenti a 60 villaggi. La gestione dell'iniziativa sarà affidata a una Ong locale, che opererà sotto la supervisione di un comitato composto dall'Eni, dall'*UNDP*, dal Dipartimento delle foreste e da rappresentanti delle popolazioni locali. Il progetto potrà servire da modello in altre aree del paese.

Relativamente all'impegno volto a favorire gli scambi culturali e valorizzare i patrimoni artistici e culturali, l'Eni è stato partner ufficiale dell'evento *Genova 2004, capitale europea della cultura*. La Società, già presente a Genova come *sponsor* ufficiale delle stagioni concertistiche del Teatro Carlo Felice, ha in questo modo coniugato il suo interesse a sostenere prestigiose istituzioni e manifestazioni musicali con la strategia di fattiva e attenta presenza nelle aree di attività operativa in Italia. In particolare l'Eni è stato lo sponsor principale della "Paganiniana", una rassegna di concerti e altri eventi culturali incentrati sulla figura del musicista e compositore genovese Niccolò Paganini.

L'Eni contro l'AIDS
L'Eni promuove sui luoghi di lavoro politiche di prevenzione, *training* e informazione nel pieno rispetto dei diritti umani e della *privacy* delle persone. Nei paesi in cui opera, oltre al già citato progetto promosso con Unicef in Nigeria e al sostegno dato ai programmi promossi dal *Global Fund to Fight AIDS, Tuberculosis and Moloria*, ha avviato in Congo un progetto per la prevenzione della trasmissione materno-infantile dell'AIDS e delle malattie sessualmente trasmissibili; ha realizzato in Indonesia, nelle comunità di Muara Badak e Muara Java, campagne di sensibilizzazione sulle problematiche dell'HIV/AIDS e dell'abuso di sostanze stupefacenti. Al fine di favorire una maggiore consapevolezza e coinvolgimento tra le imprese nella lotta alla malattia, l'Eni aderisce alla *Global Business Coalition on HIV/AIDS*.

Sostegno alle popolazioni del sud-est asiatico colpite dal maremoto

L'Eni ha contribuito allo sforzo di solidarietà internazionale con la somma di un milione di dollari destinati alla sezione indonesiana dell'Unicef, per le prime necessità dell'infanzia locale.

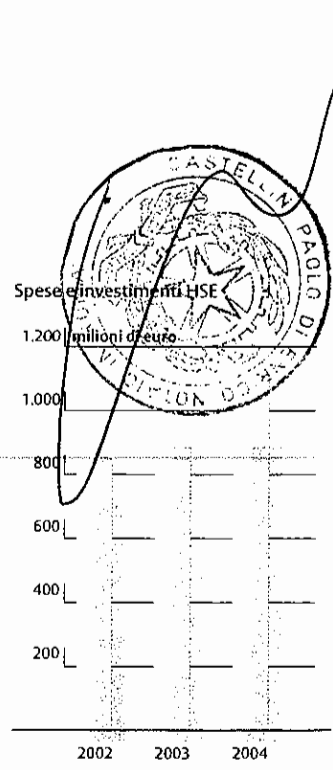
Tutela salute, sicurezza e ambiente (HSE)

In un contesto che chiede alle imprese, in particolare a quelle energetiche, di rispondere a severi requisiti di sostenibilità ambientale e di riduzione dei rischi, le attività HSE dell'Eni si orientano sempre più sull'applicazione e sulla certificazione di sistemi di gestione HSE rigorosi, volti al miglioramento continuo, e su progetti mirati a rispondere alle principali sfide di sostenibilità dei settori operativi.

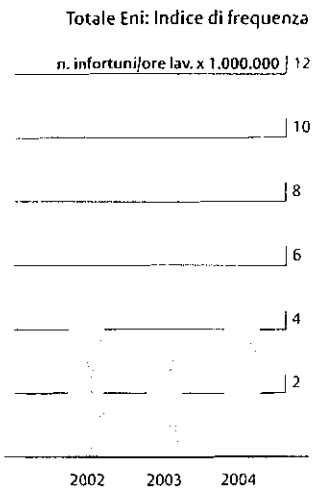
A fine 2003 è stata emanata la procedura quadro "Modello di Sistema di Gestione (MSG)", basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi. Nel 2004 è iniziata l'implementazione del MSG nelle unità di *business* ed è stato avviato un programma di *audit* di sistema volto a verificarne la funzionalità nelle Divisioni dell'Eni SpA e nelle società controllate e a individuare gli eventuali interventi di miglioramento organizzativo. Sono stati realizzati due *audit* preliminari di sistema nelle Divisioni Refining & Marketing ed Exploration & Production, propedeutici alla definizione di un piano di *audit* esteso a tutti i settori di attività dell'Eni.

È proseguita l'attività di certificazione dei sistemi di gestione e delle unità operative secondo i più avanzati standard internazionali. Nel 2004 la raffineria di Livorno è stata registrata secondo il regolamento EMAS. È in corso la procedura di registrazione EMAS per la raffineria di Taranto, la certificazione secondo lo standard ISO 14001 e la progressiva estensione in alcune conttollate estere del settore Exploration & Production.

A fine 2004 il numero delle certificazioni ottenute è salito a 133, con un incremento dell'8,1% rispetto all'anno precedente.



69421|348



L'espansione dell'attività di certificazione dei sistemi di gestione ha comportato un aumento delle attività di *audit* HSE, che nel 2004 sono stati 1.837, in linea con gli elevati livelli degli ultimi anni.

Nella consapevolezza che la formazione e la qualificazione professionale degli oltre 2.000 esperti che operano nell'area HSE sono fondamentali per la gestione delle attività, sono stati avviati due progetti:

- il progetto Modello Professionale di area HSE con l'obiettivo di rafforzare la condivisione di conoscenze e di migliorare le qualità professionali e manageriali delle risorse, anche attraverso lo sviluppo di strumenti interni di *Knowledge Management* (HSENET);
- il progetto Formazione HSE con l'obiettivo di diffondere e integrare la cultura HSE nelle strategie aziendali, coinvolgendo figure professionali non direttamente impegnate nel settore.

Nel 2004 sono state effettuate 1.115.600 ore di formazione HSE destinate a personale operativo in tutto il mondo.

Nel 2004 le spese e gli investimenti HSE sono stati di 1.131 milioni di euro, con un incremento del 22% rispetto all'anno precedente. Il 71,2% della spesa complessiva riguarda la salvaguardia dell'ambiente, il 26,1% la sicurezza e il residuo 2,7% la tutela della salute. Le spese correnti pari a 709 milioni di euro sono in gran parte connesse all'intenso programma di bonifica di siti avviato negli ultimi anni. Si rimanda al capitolo "Spese Salute Sicurezza Ambiente" del Rapporto Eni HSE 2004 per un'analisi dettagliata delle voci di spesa, relative ai settori di attività.

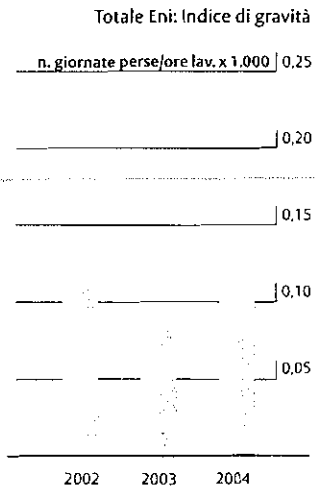
A seguito della progressiva implementazione del MSG, i temi della salute, sicurezza e ambiente costituiscono una parte sempre più integrata nel processo di programmazione e sviluppo industriale.

A tal fine viene continuamente approfondita l'analisi delle problematiche HSE e l'agenda di "Sfide e Risposte HSE" specifica per settori di attività, che individua le priorità da affrontare nel breve, medio e lungo periodo e vengono definiti obiettivi di settore.

Nell'area **SICUREZZA**, l'Eni è impegnata a migliorare le condizioni dei luoghi di lavoro attraverso programmi di prevenzione e protezione volti a ridurre gli infortuni di dipendenti e contrattisti. Nel 2004 gli indici infortunistici dei dipendenti e dei contrattisti hanno subito un leggero peggioramento rispetto al 2003, interrompendo il trend positivo degli ultimi esercizi.

Per accrescere il grado di preparazione nella gestione di eventuali emergenze, sono stati potenziati le due *Emergency Room* operanti a Roma e Milano e i sistemi di gestione delle emergenze rilevanti.

Nell'area della tutela della **SALUTE**, è di rilievo il progetto *E-medicine*, finalizzato a migliorare la qualità del supporto sanitario fornito ai dipendenti e agli operatori sanitari in Italia e all'estero. L'obiettivo del programma è la diffusione delle migliori pratiche mediche in tutti i contesti operativi, tenuto conto delle specificità culturali e geografiche delle aree in cui le unità di *business* operano. *E-medicine* è basato sullo sviluppo integrato di un sistema di telemedicina (consulto a distanza per facilitare la gestione di patologie e fronteggiare emergenze sanitarie), la realizzazione della *health card* (cartella sanitaria elettronica per ciascun dipendente) e su una piattaforma di *e-learning* (programmi di formazione continua destinati agli operatori sanitari).

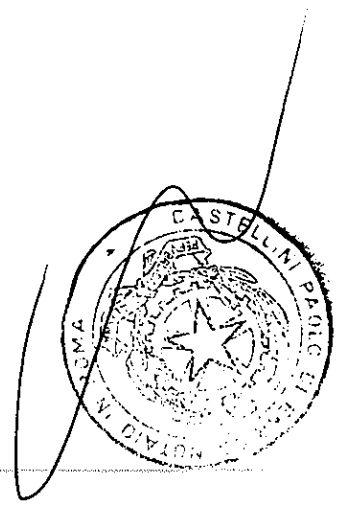


Nell'area **AMBIENTE**, un tema di sostenibilità prioritario è la riduzione delle emissioni antropiche di gas serra, in particolare CO_2, che contribuiscono al cambiamento climatico. Questo obiettivo è divenuto ancor più impegnativo dopo la ratifica da parte della Russia del Protocollo di Kyoto, che è entrato in vigore a febbraio 2005. Per rispettare gli impegni del protocollo, l'uso di fonti a bassa intensità di emissioni e l'adozione di tecnologie ad alta efficienza rappresentano una via obbligata. Per prepararsi alla sfida dei gas serra, l'Eni ha completato nel corso del 2004 un'approfondita analisi volta a definire la propria strategia di risposta al cambiamento climatico e di partecipazione al sistema europeo di *Emission*

69421/349

Trading. In particolare l'Eni ha collaborato, a livello nazionale ed europeo con le autorità competenti per l'implementazione dell'*Emission Trading* e per la definizione del Piano Nazionale di Allocazione delle quote di emissione.

Per fronteggiare i propri impegni l'Eni ha sviluppato, sul piano sia metodologico sia organizzativo, un sistema di contabilità e di certificazione delle emissioni di gas e sta realizzando un *database* in grado di supportarne la rendicontazione e la certificazione. Sono stati inoltre individuati alcuni progetti di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni nelle proprie installazioni. Sono state valutate altresì le opportunità di utilizzo dei Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto; in particolare è stata elaborata la documentazione richiesta per presentare come progetto *Clean Development Mechanism* l'iniziativa, già realizzata in Nigeria, di generazione termoelettrica nella centrale a ciclo combinato di Kwale-Okpai che utilizza gas associato in precedenza bruciato in torcia. L'iniziativa si colloca nell'ambito dell'Accordo Volontario stipulato dall'Eni nel 2003 col Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio per l'utilizzo dei Meccanismi Flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto.



69421\350

ricerca e sviluppo

Principali linee di ricerca:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Geoscienze
Tecniche di prospezione geofisica ad alta risoluzione e basso impatto ambientale
Tecnologie di monitoraggio per l'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti
Modelli di simulazione dei giacimenti
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti
Sistemi avanzati di perforazione
Produzione in ambienti ostili
Gestione zolfo

***Performance* 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
Idrogeno
Riformulazione di carburanti e lubrificanti
Processi catalitici "puliti"
Monitoraggio della qualità dell'aria e dell'acqua
Bonifica di terreni inquinati
Energia rinnovabile via solare
Biodiversità
Riutilizzo di piattaforme da dismettere
Gestione GHG

L'Eni persegue l'eccellenza tecnologica, basata sulla promozione e la diffusione di esperienze, professionalità e *know-how*, come fattore essenziale di competitività e sostenibilità ambientale ed economica delle proprie attività.

A sostegno del proprio processo di crescita e della sua capacità di espansione, l'Eni ha continuato nel 2004 a consolidare il nuovo modello di innovazione tecnologica varato nel 2002, che prevede l'integrazione delle diverse competenze di ricerca e sviluppo presenti nel Gruppo in apposite "piattaforme tecnologiche" per una maggiore efficacia dell'innovazione con riferimento a progetti complessi in grado di generare un vantaggio competitivo di lungo termine.

In tema di riorganizzazione delle strutture di ricerca e sviluppo, nel 2004 è stato attuato il trasferimento in EniTecnologie SpA della struttura della Divisione Exploration & Production dell'Eni SpA che opera nell'area di ricerca "Sviluppo e Produzione"; è continuata inoltre l'attuazione del Piano delle Risorse mirato ad adeguare in misura sempre maggiore le risorse e le competenze disponibili alle necessità dei progetti e dei *business*.

L'investimento complessivo in ricerca e sviluppo è stato di 257 milioni di euro (238 nel 2003). Il numero di addetti al 31 dicembre 2004 è di circa 1.470 unità (1.400 nel 2003).

Il 2004 ha visto nei diversi settori in cui opera l'Eni la prima applicazione industriale di alcune tecnologie proprietarie e il continuo progredire dello sviluppo di molte altre.

Exploration & Production (E&P)

Nel settore Exploration & Production è stata trasferita su scala industriale la tecnologia delle fibre ottiche installata in pozzo che permette di determinare il contributo dei diversi livelli alla produzione.

Sono continuate le applicazioni in campo della metodologia che consente la modellizzazione 3D della rete di fratture presente nel *reservoir* e la simulazione del flusso dei fluidi all'interno delle fratture stesse.

Nel campo dell'*imaging* sismico, gli ulteriori sviluppi della tecnologia proprietaria innovativa *3D Common Reflection Surface (CRS) Stack* hanno consentito di ottenere risultati significativamente superiori alle tecnologie convenzionali. La maggior densità e precisione delle informazioni sulle caratteristiche del sottosuolo consente la riduzione dei tempi di progetto e del rischio associato alla definizione del modello geologico sia nella fase esplorativa sia nella fase di sviluppo.

Sono in corso di studio metodi innovativi per la *leak detection in pipelines and sealines* e la validazione di tecnologie multifase e *flow assurance* con applicazioni a casi reali.

Nell'ambito dei sistemi di produzione sottomarina, sono in corso sviluppi di tecniche avanzate per il monitoraggio delle *sealine* utilizzando *pig* intelligenti. È in corso di sviluppo la configurazione sottomarina di una tecnica già applicata con successo in versione *onshore* che consente la produzione di pozzi a bassa pressione.

Relativamente alla tutela dell'ambiente, sono stati realizzati manuali e protocolli applicativi per il monitoraggio ambientale con l'utilizzo di *biomarker* e avviate nuove linee di ricer-

69421/351

ca riguardanti in particolare: (i) la caratterizzazione e il monitoraggio della biodiversità in siti *onshore* e *offshore* interessati dalle operazioni di E&P con la collaborazione, tra gli altri, di organizzazioni che si occupano di conservazione della biodiversità (ONG); (ii) lo sviluppo di una metodologia per l'analisi di fattibilità tecnico-socio-economica del riutilizzo delle piattaforme *offshore* da dismettere (*fish-farming, wind farm*).

Relativamente alla ricerca di soluzioni innovative per la mitigazione dell'impatto dei *sour gases* sugli *asset* operati da Eni, svolta nell'ambito del programma di ricerca integrato *H_2S & Sulphur Management in E&P Operations*, significativi progressi sono stati conseguiti nella messa a punto di una tecnologia innovativa di *bulk separation* di H_2S.

Gas & Power (G&P)
È stata avviata, nell'ambito del progetto TAP (Trasporto Gas ad Alta Pressione), la realizzazione di un tratto sperimentale di condotta pilota da 48" in acciaio ad altissima resistenza, la cui sperimentazione consentirà di abbreviare i tempi di sviluppo di questa tecnologia. Nell'ambito dello stesso progetto è in corso la realizzazione di un tratto dimostrativo di dieci chilometri in acciaio X 80. L'obiettivo del progetto è di consentire all'Eni di concorrere nel *Gas to Market* con l'opzione "Alta Pressione".

Nell'ambito di organizzazioni internazionali di ricerca quali il GERG (Gruppo Europeo di Ricerca sul Gas), sono state completate le ricerche su un sistema non distruttivo per la rilevazione della corrosione e la messa a punto di metodologie per l'analisi della sicurezza e dell'affidabilità della rete di metanodotti, con particolare riguardo all'interferenza da terzi.

È continuata l'attività di valutazione di nuove tecnologie per la rilevazione e il controllo di aree instabili e la messa a punto di nuova strumentazione per la ricerca di dispersioni sulle reti di distribuzione di gas naturale con l'impiego di tecnologie sviluppate in ambito europeo.

Nel campo della generazione elettrica, sono proseguite le sperimentazioni della generazione distribuita tramite microturbine a gas naturale.

Refining & Marketing (R&M)
L'impegno di ricerca e sviluppo continua a essere orientato all'ottenimento di carburanti e lubrificanti caratterizzati da elevata qualità e basso impatto ambientale; in tale ambito, nel corso del 2004 è stata avviata la distribuzione, con il marchio "BluSuper", di una benzina altoottanica a minore impatto ambientale.

Nel campo dei lubrificanti per uso marino, a valle di prove su nave, è stata potenziata la linea dei prodotti per grandi motori a due e quattro tempi, ottenendo la qualificazione del costruttore.

È proseguita l'attività di ricerca e sviluppo sul processo di desolforazione ossidativa mirata a ottenere gasoli privi di zolfo a costi inferiori a quelli dei processi di idrodesolforazione attualmente impiegati.

Nell'area valorizzazione "greggi non convenzionali" (greggi pesanti e sabbie bituminose), e dei residui di raffinazione, è entrata nella fase dei collaudi la realizzazione presso la

CASTELLANI PAOLO DI ENRICO NOTAIO IN ROMA

69421|352

Raffineria di Taranto dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno basato sulla tecnologia proprietaria *EST* (*Eni Slurry Technology*). La dimostrazione della tecnologia, attesa entro il 2005, fornirà all'Eni un'imporrante leva competitiva. Si tratta di una tecnologia chiave per l'industria petrolifera perché consente un impiego più economico dei greggi pesanti e la totale trasformazione del barile di greggio in prodotti destinati al trasporto, evitando la produzione fatale dell'olio combustibile.

In linea con la crescente domanda di idrogeno del sistema di raffinazione, dettata dalla forte istanza di qualità del mercato della mobilità, è in corso la realizzazione di un impianto pilota per lo sviluppo di un nuovo tipo di *reformer* policombustibile basato sull'ossidazione catalitica a basso tempo di contatto di idrocarburi liquidi e gassosi con l'obiettivo di produrre idrogeno a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola e con elevata flessibilità rispetto alle cariche disponibili in raffineria.

Nel campo della conversione del gas naturale in prodotti liquidi (GTL), sull'impianto pilota di Sannazzaro è stata completata l'attività di ricerca relativa alla sintesi di Fischer-Tropsch sviluppata in collaborazione con l'Institut Français du Pétrole (IFP). È stata messa a punto inoltre la tecnologia collegata di *hydrocracking* delle cere.

L'impegno di ricerca e sviluppo in campo ambientale ha visto, come evento principale, l'avvio del programma integrato di ricerca *Green House Gases* volto alla verifica in campo della fattibilità della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depletati e in acquiferi salini. Nell'ambito del progetto, è stata decisa l'adesione alla Fase II del progetto consortile *CCP* (*CO_2 Capture Project*) che si propone di individuare soluzioni praticabili per la cattura e la sequestrazione della CO_2.

È proseguito, inoltre, lo sviluppo del progetto di telemonitoraggio avanzato *EAMS* (*Early Warning Monitoring System*) che ha l'obiettivo di realizzare un'unica piattaforma informatica per la rilevazione in tempo reale di grandezze fisiche e chimiche caratteristiche delle attività produttive dell'Eni e del loro contesto ambientale.

Petrolchimica

Su impianto industriale fase gas sono stati prodotti polietileni lineari a bassa densità con migliorate proprietà applicative. È stata consolidata l'attività di messa a punto di prodotti della classe del polibutadiene, del polistirolo e delle gomme EP(D)M in grado di soddisfare le prestazioni chieste dagli utilizzatoti. Sono stati identificati e brevettati alcuni sistemi catalitici per processi di *hydrocracking* di frazioni pesanti (FOK) efficaci nell'ottenimento di cariche pregiate per *cracking*.

Nel 2004 sono state depositate 44 domande di brevetto.

69421/353

commento ai risultati economico-finanziari

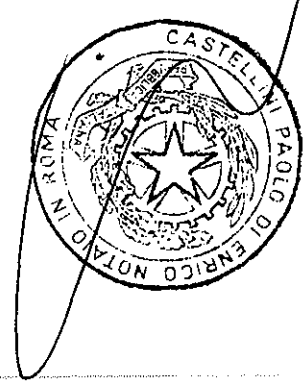
Conto economico

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	47.922	51.487	58.382	6.895	13,4
Altri ricavi e proventi	1.080	913	1.298	385	42,2
Costi operativi	(34.996)	(37.732)	(42.356)	(4.624)	(12,3)
Ammortamenti e svalutazioni	(5.504)	(5.151)	(4.861)	290	5,6
Utile operativo	8.502	9.517	12.463	2.946	31,0
(Oneri) finanziari netti	(167)	(154)	(95)	59	38,3
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	43	(17)	229	246	..
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	12.597	3.251	34,8
(Oneri) proventi straordinari netti	(29)	49	(56)	(105)	..
Utile prima delle imposte	8.349	9.395	12.541	3.146	33,5
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	(4.653)	(1.412)	(43,6)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	7.888	1.734	28,2
Utile di terzi azionisti	(629)	(569)	(614)	(45)	(7,9)
Utile netto	4.593	5.585	7.274	1.689	30,2

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2004 chiude con l'utile netto di 7.274 milioni di euro con un aumento di 1.689 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 30,2%, dovuto essenzialmente alla positiva *performance* operativa (+2.946 milioni di euro), registrata in particolare nel *core business*, in parte assorbita dalle maggiori imposte sul reddito (1.412 milioni di euro). Alla positiva *performance* operativa ha concorso anche la petrolchimica. L'utile operativo conseguito (12.463 milioni di euro) è il più elevato nella storia dell'Eni, superiore di 1,7 miliardi di euro al precedente record realizzato nel 2000.

La redditività del capitale investito (ROACE)[1] ha raggiunto il 18,8% (15,6% nel 2003).



(1) Per la definizione di ROACE v. "Glossario".

69421|354

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	12.877	12.746	**15.349**	2.603	20,4
Gas & Power	15.297	16.067	**17.258**	1.191	7,4
Refining & Marketing	21.546	22.148	**26.094**	3.946	17,8
Petrolchimica	4.516	4.487	**5.417**	930	20,7
Ingegneria e Costruzioni	4.546	6.306	**6.494**	188	3,0
Altre attività (1)	1.449	1.178	**1.279**	101	8,6
Corporate e società finanziarie (1)	586	700	**851**	151	21,6
Elisioni di consolidamento	(12.895)	(12.145)	**(14.360)**	(2.215)	18,2
	47.922	51.487	**58.382**	6.895	13,4

(1) A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA, l'attività informatica (in precedenza nelle "Altre Attività") è stata classificata nell'aggregato "Corporate e società finanziarie". Al fine di consentire un confronto omogeneo, i dati del 2002 e del 2003 sono stati opportunamente riclassificati.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2004 (58.382 milioni di euro), che rappresentano il più elevato livello mai registrato, sono aumentati di 6.895 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 13,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari del barile e dei prodotti petroliferi e petrolchimici, nonché della crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro (circa 1.100 milioni di euro).

I ricavi del settore Exploration & Production (15.349 milioni di euro) sono aumentati di 2.603 milioni di euro, pari al 20,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +30,3%; gas naturale +9,3%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (20,3 milioni di boe, pari al 3,6%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (17.258 milioni di euro) sono aumentati di 1.191 milioni di euro, pari al 7,4%, a seguito essenzialmente della crescita dei volumi venduti di gas naturale di 3,94 miliardi di metri cubi, pari al 5,7% (escluso l'autoconsumo) e di energia elettrica (8,30 terawattora, pari al 149,5%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del prezzo del gas naturale connessa all'andamento dello scenario riferito in particolare all'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Refining & Marketing (26.094 milioni di euro) sono aumentati di 3.946 milioni di euro, pari al 17,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi e dell'incremento dei volumi venduti (3,11 milioni di tonnellate, pari al 6,2%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (5.417 milioni di euro) sono aumentati di 930 milioni di euro, pari al 20,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento del 20,8% dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (6.494 milioni di euro) sono aumentati di 188 milioni di euro, pari al 3%, a seguito essenzialmente dei maggiori livelli di attività.

I ricavi dell'aggregato Corporate e società finanziarie (851 milioni di euro) sono aumentati di 151 milioni di euro, pari al 21,6%, a seguito essenzialmente dell'accentramento delle attività di gestione dei centri direzionali di Roma, San Donato Milanese e Genova (c.d. "servizi generali": affitti, manutenzioni, servizi al personale e al *business*), dei servizi di informatica, dei servizi istituzionali e comunicazione e dei servizi aerei. I costi connessi erano in precedenza sostenuti direttamente dalle Divisioni/Società dell'Eni.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi (1.298 milioni di euro) sono aumentati di 385 milioni di euro a seguito essenzialmente delle maggiori plusvalenze da vendite di immobilizzazioni (413 milioni di

69421|355

euro nel 2004; 109 milioni di euro nel 2003). Le plusvalenze dell'esercizio riguardano in particolare le vendite di *asset* minerari nel settore Exploration & Production (371 milioni di euro).

Costi operativi

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.893	34.566	39.092	4.526	13,1
Costo lavoro	3.103	3.166	3.264	98	3,1
	34.996	37.732	42.356	4.624	12,3

I costi operativi sostenuti nel 2004 (42.356 milioni di euro) sono aumentati di 4.624 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 12,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; (ii) della crescita dei volumi approvvigionati di gas naturale e dei livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni; (iii) dei maggiori volumi di prodotti petroliferi di acquisto destinati alla commercializzazione nel settore Refining & Marketing; (iv) dei maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production (182 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, anche in relazione alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Il costo lavoro (3.264 milioni di euro) è aumentato di 98 milioni di euro, pari al 3,1%, a seguito essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia del 4,8% e dei maggiori livelli di attività all'estero nel settore Ingegneria e Costruzioni, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione connessa alla vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA, dalla riduzione dell'occupazione media in Italia (circa 1.300 unità), nonché dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.552	3.133	3.021	(112)	(3,6)
Gas & Power	417	533	572	39	7,3
Refining & Marketing	490	493	465	(28)	(5,7)
Petrolchimica	125	125	107	(18)	(14,4)
Ingegneria e Costruzioni	267	271	251	(20)	(7,4)
Altre attività	48	51	44	(7)	(13,7)
Corporate e società finanziarie	63	104	106	2	1,9
Totale ammortamenti	4.962	4.710	4.566	(144)	(3,1)
Svalutazioni	542	441	295	(146)	(33,1)
	5.504	5.151	4.861	(290)	(5,6)

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nell'esercizio (4.861 milioni di euro) sono diminuiti di 290 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 5,6%.

Gli ammortamenti (4.566 milioni di euro) sono diminuiti di 144 milioni di euro a seguito della riduzione registrata in particolare nel settore Exploration & Production (112

69421/356

milioni di euro) dovuta all'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, nonché ai minori costi di ricerca esplorativa e di ammortamento di bonus esplorativi (169 milioni di euro a cambi costanti), solo in parte assorbiti dai maggiori ammortamenti di sviluppo (246 milioni di euro a cambi costanti) connessi all'aumento delle produzioni e agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi in Italia, Egitto, Regno Unito e Indonesia. Gli ammortamenti del settore Gas & Power sono aumentati di 39 milioni di euro a seguito in particolare dell'entrata in esercizio di gruppi elettrogeni nelle centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna.

Le svalutazioni (295 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari nel settore Exploration & Production (266 milioni di euro). Nel 2003 le svalutazioni (441 milioni di euro) avevano riguardato prevalentemente *asset* minerari (227 milioni di euro) e impianti petrolchimici (122 milioni di euro).

L'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile sottostante delle società acquisite negli ultimi anni (Italgas, Bouygues Offshore e Lasmo) non attribuita alle attività/passività (avviamento) ammonta a 106 milioni di euro. Considerando anche l'ammortamento dell'avviamento delle società acquisite valutate con il metodo del patrimonio netto (124 milioni di euro riferito in particolare alla Galp Energia, alla GVS e alla Unión Fenosa Gas), incluso nel conto economico nei proventi netti su partecipazioni, l'effetto complessivo dell'ammortamento dell'avviamento ammonta a 230 milioni di euro.

Utile operativo

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.175	5.746	8.017	2.271	39,5
Gas & Power	3.244	3.627	3.463	(164)	(4,5)
Refining & Marketing	321	583	965	382	65,5
Petrolchimica	(126)	(176)	271	447	..
Ingegneria e Costruzioni	298	311	260	(51)	(16,4)
Altre attività	(214)	(293)	(244)	49	16,7
Corporate e società finanziarie	(196)	(281)	(269)	12	4,3
Utile operativo	8.502	9.517	12.463	2.946	31,0

Exploration & Production

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 8.017 milioni di euro con un aumento di 2.271 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 39,5%, dovuto: (i) all'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +30,3%; gas naturale +9,3%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (20,3 milioni di boe, pari al 3,6%); (iii) alle plusvalenze nette conseguite nella vendita di *asset* nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio minerario (334 milioni di euro); (iv) ai minori costi di ricerca esplorativa e ai minori ammortamenti di bonus esplorativi (169 milioni di euro a cambi costanti). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'impatto (circa 890 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+10%); (ii) dall'incremento dei costi associati alla produzione e dai maggiori ammortamenti connessi all'aumento della produzione e agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi; (iii) ai maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti (182 milioni di euro).

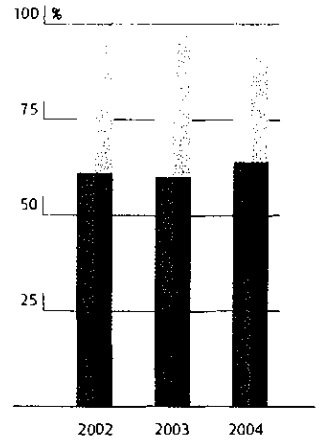
Gas & Power

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.463 milioni di euro con una diminuzione di 164 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 4,5%, dovuta essenzialmente: (i) alla riduzione del margine dell'attività di vendita del gas naturale, anche a seguito dell'impatto del dif-

69421|357

ferente apprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto al 2003; (ii) alle minori tariffe di distribuzione del gas naturale; (iii) ai maggiori oneri operativi netti (49 milioni di euro) in relazione in particolare a minori utilizzi di fondi rischi eccedenti. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi di gas naturale venduti (5,74 miliardi di metri cubi, compresi gli autoconsumi, pari all'8%) e distribuiti, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal diverso *mix* delle vendite; (ii) dall'incremento del risultato dell'attività di trasporto estero, a seguito della revisione delle tariffe, e dell'attività di trasporto Italia dovuto anche al rimborso della prima rata versata nel 2002 del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2 (11 milioni di euro)[2]; (iii) dall'incremento del risultato dell'attività di generazione elettrica dovuto in particolare alla crescita della produzione venduta (8,30 terawattora, pari al 149,5%); (iv) dalla circostanza che nel 2003 venne rilevata la svalutazione delle attività di distribuzione di gas in Brasile (30 milioni di euro).

Contributi dei settori Exploration & Production e Gas & Power all'utile operativo dell'Eni



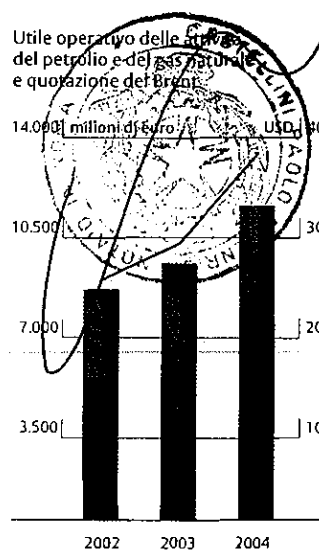
Refining & Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 965 milioni di euro con un aumento di 382 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 65,5%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del margine di raffinazione (+1,37 dollari/barile il margine sul *Brent*) – accentuato dall'effetto dell'incremento del differenziale tra le quotazioni dei greggi e dei prodotti leggeri e quelle dei greggi pesanti e dell'olio combustibile che ha favorito il sistema di raffinazione dell'Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione – i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio in Italia (2,25 milioni di tonnellate, pari al 6,4%), anche a seguito delle minori fermate per manutenzione delle raffinerie di proprietà, e nel resto d'Europa; (iii) alla crescita dei volumi venduti sui mercati rete nel resto d'Europa (0,45 milioni di tonnellate, pari al 14,9%) in relazione agli acquisti di stazioni di servizio effettuati nel 2003 in Spagna, Germania e Francia; (iv) all'aumento dei margini commerciali sull'extrarete. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei margini di distribuzione sui mercati rete in Italia e nel resto d'Europa, connessa all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi non interamente riflesso nei prezzi finali di vendita, e dalle maggiori *royalty* pagate alle società autostradali in Italia.

Petrolchimica

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 271 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 176 milioni di euro del 2003. Il miglioramento di 447 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini, in particolare nella chimica di base (margine del *cracker*), a seguito dell'aumento dei prezzi più accentuato di quello del costo delle materie prime petrolifere in relazione all'andamento positivo della domanda, nonché al miglioramento della performance industriale e commerciale; (ii) alla circostanza che nel 2003 vennero rilevate svalutazioni di impianti di 122 milioni di euro (3 milioni nel 2004); (iii) al *profit on stock*[3] di 39 milioni di euro.

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



Ingegneria e Costruzioni

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 260 milioni di euro con una diminuzione di 51 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 16,4%. L'attività ingegneria ha registrato la perdita operativa di 33 milioni di euro (a fronte dell'utile operativo di 7 milioni di euro nel 2003) a seguito della perdita di redditività di alcune commesse. L'attività costruzioni e perforazioni ha registrato l'utile operativo di 293 milioni di euro con una riduzione di 11 milioni di euro riferita in particolare alle aree: (i) Costruzioni terra, a seguito della chiusura di importanti commesse in Kazakhstan (giacimento Karachaganak), Arabia Saudita e Nigeria, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio della commessa Sakhalin in Russia; (ii) Costruzioni mare e LNG a seguito della minore redditività delle commesse.

(2) Con sentenza depositata il 5 gennaio 2005 la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle altre rate pagate da Snam Rete Gas (75,3 milioni di euro).

(3) Differenza tra il costo corrente di periodo dei prodotti venduti e quello derivante dall'applicazione del costo medio ponderato nella valutazione delle rimanenze.

69421/358

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del risultato registrato nelle aree Perforazioni mare, in relazione ai maggiori tassi di utilizzo di alcuni mezzi, e *Leased FPSO* a seguito essenzialmente dell'acquisizione della commessa di recupero del petrolio presente nei serbatoi della petroliera Prestige affondata al largo delle coste della Galizia nel novembre 2002.

Altre attività

L'aggregato Altre Attività ha registrato la perdita operativa di 244 milioni di euro con una riduzione di 49 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 16,7%, riferita essenzialmente alla Syndial SpA (42 milioni di euro) a seguito: (i) delle minori svalutazioni di *asset* (38 milioni di euro); (ii) della riduzione dei costi fissi (14 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione; (iii) all'aumento del margine di vendita dei prodotti (11 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 2003 vennero rilevate plusvalenze da vendite di immobilizzazioni materiali di 13 milioni di euro; (ii) dagli oneri connessi al ripristino del pontile danneggiato di Porto Torres (7 milioni di euro).

Corporate e società finanziarie

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la perdita operativa di 269 milioni di euro con una riduzione di 12 milioni di euro dovuta essenzialmente al miglioramento del risultato della Padana Assicurazioni SpA, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento della perdita operativa della Corporate in relazione ai maggiori costi di ricerca (27 milioni di euro), in parte connessi all'avvio di nuovi progetti (8 milioni di euro), solo parzialmente compensati dai minori costi di informatica (12 milioni di euro).

Oneri finanziari netti

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Oneri finanziari netti	(259)	(270)	(139)	131	(48,5)
Proventi finanziari su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	122	116	108	(8)	(6,9)
Differenze cambio nette	(30)		(2)	(2)	
Stanziamento al fondo rischi			(62)	(62)	
	(167)	(154)	(95)	59	(38,3)

Gli oneri finanziari netti sostenuti nel 2004 (95 milioni di euro) sono diminuiti di 59 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 38,3%, a seguito dei minori tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor -0,2 punti percentuali) e della riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio[4]. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dallo stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso la collegata Albacom (Eni 35%) di 87 milioni di euro[5].

Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nel 2004 ammontano a 229 milioni di euro (nel 2003 sono stati rilevati oneri netti su partecipazioni di 17 milioni di euro) e rappresentano il saldo tra proventi di 311 milioni di euro e oneri di 82 milioni di euro. I proventi riguar-

(4) Esclusi i finanziamenti finalizzati alla realizzazione di progetti di investimento nei settori Exploration & Production e Gas & Power, i cui oneri finanziari sono imputati all'attivo patrimoniale fino alla data di entrata in esercizio.
(5) V. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

69421|359

dano essenzialmente: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (199 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power (109 milioni di euro, tra cui la Trans Austria Gasleitung GmbH 32 milioni di euro, la Transmediterranean Pipeline Co Ltd 19 milioni di euro, l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA 19 milioni di euro e la Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH 11 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (50 milioni di euro) e Refining & Marketing (35 milioni di euro); (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (72 milioni di euro, di cui 48 rivenienti dalla Nigeria LNG Ltd partecipata al 10,4%); (iii) le plusvalenze da dismissioni (36 milioni di euro) riferite in particolare alla vendita della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (23 milioni di euro) e del 50% della società Finifast Srl nel settore Refining & Marketing (3 milioni di euro). Gli oneri riguardano essenzialmente le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate riguardanti in particolare l'Albacom SpA (41 milioni di euro), le partecipate del settore Exploration & Production (27 milioni di euro, tra cui la Discovery Producer Services Llc per 8 milioni di euro, la Geopromtrans Llc per 5 milioni di euro e il Caspian Pipeline Consortium per 4 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (5 milioni di euro, su cui ha inciso l'ammortamento di 107 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile) e la Unión Fenosa Gas SA (3 milioni di euro, su cui ha inciso l'ammortamento di 10 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile).

Il miglioramento dei proventi netti su partecipazioni di 246 milioni di euro (da oneri per 17 milioni di euro a proventi per 229 milioni di euro) è dovuto: (i) alla minore svalutazione rilevata sulla partecipazione Albacom (35% Eni) di 87 milioni di euro; (ii) ai miglioramenti gestionali delle partecipate Blue Stream (50% Eni), Galp Energia (33,34% Eni) e Unión Fenosa Gas (50% Eni) pari complessivamente a 61 milioni di euro; (iii) ai maggiori dividendi incassati (50 milioni di euro), in particolare dalla Nigeria LNG.

Proventi straordinari netti

I proventi e gli oneri straordinari netti sono indicati nella tabella seguente:

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Proventi straordinari			
Plusvalenze da vendite:			
- plusvalenza sul collocamento del 9,054% di Snam Rete Gas			519
- altre plusvalenze	257	290	142
	257	290	661
Altri proventi straordinari	112	273	44
	369	563	705
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- oneri e stanziamenti ai fondi per rischi e oneri	(157)	(248)	(601)
- incentivazione esodi	(114)	(116)	(54)
- svalutazioni e minusvalenze	(55)	(66)	(20)
	(326)	(430)	(675)
Altri oneri straordinari	(72)	(84)	(86)
Totale oneri straordinari	(398)	(514)	(761)
	(29)	49	(56)

Le plusvalenze da vendite di 661 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (519 milioni di euro); (ii) la vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (94 milioni di euro); (iii) la vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (27 milioni di euro); (iv) la vendita di stazioni di servizio nel settore Refining & Marketing (12 milioni di euro).

69421/360

Gli oneri e gli stanziamenti ai fondi per rischi e oneri (601 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) oneri ambientali nella Syndial (162 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (141 milioni di euro); (ii) l'accantonamento al fondo rischi e spese future della stima dell'onere (91 milioni di euro) relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi (fortemente influenzata dal livello eccezionale dei sinistri verificatesi nel 2004: uragano Ivan nel Golfo del Messico; incendio piattaforma El Temsah nell'*offshore* egiziano) che sarà liquidato nei prossimi cinque esercizi; (iii) oneri per passività ritenuti probabili in relazione alle garanzie rilasciate a fronte di operazioni di dismissione nel settore Refining & Marketing (64 milioni di euro); (iv) stanziamenti a fondi rischi per un contenzioso fiscale in Angola (39 milioni di euro) e oneri di ristrutturazione (14 milioni di euro) riferiti al processo di razionalizzazione in corso in UK nel settore Exploration & Production; (v) interventi di ristrutturazione di siti inattivi Syndial (20 milioni di euro).

Gli oneri di incentivazione all'esodo (54 milioni di euro) riguardano in particolare i settori Refining & Marketing (20 milioni di euro), Corporate e finanziarie (11 milioni di euro), Gas & Power (10 milioni di euro) e Petrolchimica (6 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di solventi di Fornovo a seguito della riorganizzazione delle attività (18 milioni di euro).

Nel 2003 i proventi straordinari hanno riguardato essenzialmente l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro) e le plusvalenze sulla vendita di stazioni di servizio e di altri *asset* nel settore Refining & Marketing (237 milioni di euro). Gli oneri straordinari hanno riguardato essenzialmente: (i) lo stanziamento di oneri ambientali da parte della Syndial SpA (82 milioni di euro) e del settore Refining & Marketing (51 milioni di euro), nonché di costi futuri di gestione di siti inattivi della Syndial SpA (48 milioni di euro); (ii) gli oneri di incentivazione esodi (116 milioni di euro); (iii) le svalutazioni e le minusvalenze (66 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (4.653 milioni di euro) sono aumentate di 1.412 milioni di euro, pari al 43,6%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte (3.146 milioni di euro) e della circostanza che nel 2003 vennero rilevate imposte anticipate di 701 milioni di euro connesse alla rivalutazione dei beni prevista dalla legge finanziaria 2004 (414 milioni di euro) e al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici della Stoccaggi Gas Italia SpA (287 milioni di euro), nonché al venir meno di norme fiscali agevolative. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dagli effetti connessi alla rilevazione di imposte anticipate sulle differenze temporanee tra i valori di libro e i valori fiscalmente riconosciuti: (i) della Stoccaggi Gas Italia SpA riferiti alle rimanenze non rilevate nel 2003 (259 milioni di euro)[6]; (ii) della Syndial, a seguito dell'inclusione della società nel Consolidato fiscale nazionale, riferite essenzialmente a fondi rischi e a svalutazioni di immobilizzazioni materiali non dedotti; (iii) della Agip Caspian Sea BV, a seguito dell'approvazione da parte delle Autorità kazake del piano di sviluppo del giacimento di Kashagan, riferite essenzialmente ai costi di ricerca esplorativa interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (88 milioni di euro). Hanno contribuito alla riduzione del carico fiscale,

(6) Nell'esercizio 2003 la Stoccaggi Gas Italia SpA ha applicato la legge 28 dicembre 2001, n. 448 che consente alle società destinatarie di conferimenti fiscalmente neutri di allineare il valore fiscale dei beni ricevuti in conferimento al maggior valore di libro degli stessi mediante il versamento dell'imposta sostitutiva corrispondente al 9% della differenza tra i due valori. Nel bilancio consolidato 2003, sulla differenza temporanea tra i valori fiscalmente riconosciuti e i valori di iscrizione sono state rilevate imposte differite attive di 287 milioni di euro (al netto dell'imposta sostitutiva dovuta di 154 milioni di euro) e di ciò è stata data notizia alla voce "Imposte sul reddito" del "Commento ai risultati economico-finanziari". Nella determinazione delle imposte differite attive non venne tenuto conto, in applicazione dei principi contabili di riferimento, della differenza temporanea relativa alle rimanenze di gas naturale (696 milioni di euro) perché il recupero d'imposta non venne considerato ragionevolmente certo considerato che la legge 170/1974 non prevedeva un limite al rinnovo delle concessioni di stoccaggio ("... le concessioni... possono essere rinnovate per periodi di 10 anni"). Diversamente, la recente legge 23 agosto 2004, n. 239 fissa un termine; infatti l'art. 1, comma 61 dispone: "I titolari delle concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di 2 proroghe di 10 anni qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e abbiano adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime". In relazione a ciò, sono state rilevate imposte differite attive di 259 milioni di euro.

69421/361

l'esenzione dall'Ires delle plusvalenze derivanti dalla cessione di partecipazioni e la riduzione di un punto percentuale dell'Ires (dal 34 al 33%).

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (614 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (489 milioni di euro) e Saipem SpA (114 milioni di euro). L'incremento di 45 milioni di euro rispetto al 2003 è dovuto in particolare all'aumento della quota dei terzi azionisti in Snam Rete Gas in relazione alla vendita del 9,054% del capitale sociale.

Stato patrimoniale

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	36.360	37.616	1.256
Immobilizzazioni immateriali	3.610	3.190	(420)
Partecipazioni	3.160	3.282	122
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	983	772	(211)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.018)	(972)	46
	43.095	43.888	793
Capitale di esercizio netto	(679)	(604)	75
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(555)	(590)	(35)
Capitale investito netto	41.861	42.694	833
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.318	32.466	4.148
Indebitamento finanziario netto	13.543	10.228	(3.315)
Coperture	41.861	42.694	833
Cambio EUR/USD al 31 dicembre	1,263	1,362	0,099

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro (+7,8% rispetto al 31 dicembre 2003), ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 31 dicembre 2004 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.080 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 760 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 320 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 42.694 milioni di euro con un incremento di 833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici e in partecipazioni effettuati. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto: (i) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; (ii) delle vendite di immobilizzazioni e rami d'azienda effettuate principalmente dal settore Exploration & Production; (iii) dei rimborsi dei finanziamenti strumentali all'attività operativa da parte di Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd (complessivamente 122 milioni di euro), società valutate con il metodo del patrimonio netto. L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 90,1% (90,9% al 31 dicembre 2003).

Il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,48 al 31 dicembre 2003 allo 0,31 al 31 dicembre 2004.

Le immobilizzazioni materiali (37.616 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (54,7%), Gas & Power (27,8%) e Refining & Marketing (8,8%).

Il fondo ammortamento e svalutazioni (41.352 milioni di euro) rappresenta il 52,4% delle immobilizzazioni materiali lorde (52,6% al 31 dicembre 2003).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.282 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (568 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas (408 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (192 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (171 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (168 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (148 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (116 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (97 milioni di euro), il 12,04% della Darwin LNG Pty Ltd (89 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria LNG Ltd (86 milioni di euro) e il 49% della Superoctanos CA (82 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (772 milioni di euro) riguardano essenzialmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie del Gruppo nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (531 milioni di euro) ed Exploration & Production (154 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2004 (32.466 milioni di euro) è aumentato di 4.148 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito essenzialmente dell'utile netto dell'esercizio prima degli interessi di terzi azionisti (7.888 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro) e dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 760 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Rimanenze	3.293	3.320	27
Crediti commerciali	9.772	10.785	1.013
Debiti commerciali	(5.950)	(6.353)	(403)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.532)	(3.102)	(570)
Fondi per rischi e oneri	(5.708)	(6.102)	(394)
Altre attività (passività) d'esercizio [1]	446	848	402
	(679)	(604)	75

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 428 milioni di euro (447 al 31 dicembre 2003) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA di 474 milioni di euro (483 al 31 dicembre 2003).

I crediti commerciali aumentano di 1.013 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari dei greggi e dei prodotti petroliferi, nonché della crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (274 milioni di euro), Petrolchimica (250 milioni di euro), Exploration & Production (214 milioni di euro) e Refining & Marketing (117 milioni di euro).

I debiti tributari e il fondo imposte netto aumentano complessivamente di 570 milioni di euro a seguito dell'incremento dei debiti per accise e imposte di consumo (520 milioni di euro) connesso essenzialmente alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto sulle accise dovute sul prodotto immesso in consumo in Italia nella seconda metà del mese di dicembre.

69421/363

I fondi per rischi e oneri (6.102 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 2.057 milioni di euro (2.040 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi ambientali di 1.639 milioni di euro (1.631 milioni al 31 dicembre 2003), la riserva sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA di 693 milioni di euro (599 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi per contenziosi di 213 milioni di euro (181 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 179 milioni di euro (218 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 91 milioni di euro (121 milioni al 31 dicembre 2003) e il fondo per esodi agevolati di 36 milioni di euro (65 milioni al 31 dicembre 2003).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 10.228 milioni di euro con una diminuzione di 3.315 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003.

(milioni di euro)

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	16.254	12.725	(3.529)
Disponibilità liquide	(1.580)	(1.084)	496
Titoli non strumentali all'attività operativa	(794)	(802)	(8)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(272)	(415)	(143)
Altro	(65)	(196)	(131)
	13.543	10.228	(3.315)

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 12.725 milioni di euro, di cui 5.051 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 936 milioni di euro) e 7.674 milioni a lungo termine. In particolare le obbligazioni ammontano a 5.331 milioni di euro (4.793 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

L'indebitamento finanziario lordo di 12.725 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 63%; dollaro USA 24%; sterlina inglese 10%; altre valute 3%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	**7.888**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.682	5.493	**5.245**
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(152)	(35)	**(374)**
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	3.305	3.268	**4.935**
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	14.057	14.880	17.694
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(510)	(465)	**(564)**
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(2.969)	(3.588)	**(4.768)**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.578	10.827	12.362
Investimenti tecnici	(8.048)	(8.802)	**(7.503)**
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(1.315)	(985)	**(316)**
Dismissioni e cessioni parziali di imprese consolidate	935	650	**1.549**
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(319)	1.110	**82**
Free cash flow	1.831	2.800	6.174
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(1.171)	1.400	**131**
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	3.736	1.629	**(3.619)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	**(3.165)**
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(64)	(107)	**(17)**
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	486	(211)	(496)
Free cash flow	1.831	2.800	6.174
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(51)	(692)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	39	1	**279**
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	990	1.422	**27**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	**(3.165)**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.037)	(2.402)	3.315

Il flusso di cassa generato dalla gestione (12.362 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 279 milioni di euro) sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.819 milioni di euro) e al pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro, di cui 2.828 da parte dell'Eni SpA); (ii) dagli effetti delle variazioni dell'area di consolidamento (351 milioni di euro riferiti essenzialmente al consolidamento della Serfactoring SpA).

Alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 3.315 milioni di euro ha contribuito l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 320 milioni di euro).

69421|365

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.615	5.681	4.912	(769)	(13,5)
Gas & Power	1.315	1.760	1.446	(314)	(17,8)
Refining & Marketing	550	730	669	(61)	(8,4)
Petrolchimica	145	141	99	(42)	(29,8)
Ingegneria e Costruzioni	233	278	209	(69)	(24,8)
Altre attività	119	70	48	(22)	(31,4)
Corporate e società finanziarie	71	142	120	(22)	(15,5)
Investimenti tecnici [1]	8.048	8.802	7.503	(1.299)	(14,8)
Investimenti in partecipazioni	1.366	4.255	316	(3.939)	(92,6)
	9.414	13.057	7.819	(5.238)	(40,1)

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 164, 186 e 210 milioni di euro, rispettivamente nell'esercizio 2002, nel 2003 e nel 2004.

Gli investimenti tecnici (7.503 milioni di euro, di cui il 94% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (4.369 milioni di euro), in particolare in Libia, Iran, Angola, Italia, Kazakhstan, Egitto, Nigeria e Norvegia e la ricerca esplorativa (499 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (721 milioni di euro); (iii) la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi sulle raffinerie finalizzati ad adeguare le caratteristiche dei carbutanti per autotrazione alle specifiche previste in ambito comunitario, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 669 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (451 milioni di euro). Gli investimenti dell'aggregato Corporate e società finanziarie (120 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti della Serleasing SpA (50 milioni di euro) relativi in particolare ad attrezzature informatiche, il progetto *Eni Slurry Technology* (44 milioni di euro) e le applicazioni informatiche dell'Eni SpA (17 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.165 milioni di euro) riguarda essenzialmente il pagamento del dividendo di 2.828 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (195 milioni di euro), della Saipem SpA (37 milioni di euro) e di altre società consolidate (17 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro)[7].

Gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito) riguardano essenzialmente: (i) il settore Gas & Power (676 milioni di euro), relativi alla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentanti il 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (650 milioni di euro), nonché di altri *asset* (26 milioni di euro); (ii) il settore Exploration & Production (576 milioni di euro), relativi alla vendita di *asset* minerari localizzati in particolare nel Mare del Nord, Italia, Azerbaijan, Gabon e Mauritania nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario (548 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (28 milioni di euro); (iii) il settore Refining & Marketing (414 milioni di euro), relativi alla vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (365 milioni di euro), di stazioni di servizio (17 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (32 milioni di euro); (iv) gli aggregati Altre attività e Corporate e società finanziarie (106 milioni di euro), relativi alla vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (49 milioni di euro), della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (28 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (29 milioni di euro); (v) il settore Petrolchimica (46 milioni di euro), relativi alla vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri di Baytown (30 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (16 milioni di euro).

(7) Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2004 sono state acquistate 4,23 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 70 milioni di euro (in media 16,597 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 234,8 milioni di azioni proprie, pari al 5,86% del capitale sociale, per il corrispettivo di 3.238 milioni di euro (in media 13,789 euro per azione).

69421/366

altre informazioni

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 dell'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 del bilancio consolidato (nota n. 23).

Indagini della Magistratura

Sono in corso indagini della Magistratura milanese sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. Alla EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (D.Lgs. 231/2001). Nell'adunanza del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, che non hanno ancora esaurito tutti i rapporti con le società appaltatrici o fornitrici, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni. L'Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due dirigenti dell'Eni, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato all'Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e due società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi.

69421/367

Consorzio TSKJ - Indagini della SEC

La *Securities and Exchange Commission* degli USA (*SEC*) ha notificato all'Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui l'Eni ha prontamente aderito, al fine di acquisire documentazione e altri elementi informativi concernenti il consorzio TSKJ in merito alla costruzione in Nigeria (Bonny Island) di impianti di liquefazione di gas naturale. Il consorzio TSKJ è partecipato al 25% dalla Snamprogetti (Eni 100%) e, per la restante parte, da controllate della Halliburton/KBR, della Technip e della JGC. Le indagini della *SEC* riguardano presunti pagamenti impropri a pubblici ufficiali da parte della TSKJ. Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla *SEC* la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria. Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità.

Introduzione dei principi contabili internazionali

In relazione all'entrata in vigore del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (*IFRS*)[1].

Al fine di adempiere alle disposizioni del Regolamento, a partire dal luglio 2002 l'Eni ha avviato il programma di implementazione degli *IFRS* attraverso la formazione di gruppi di lavoro per tematica di bilancio – costituiti da personale dell'Eni SpA e delle società del Gruppo – con il compito di definire la proposta di revisione delle Norme di Gruppo, evidenziare le differenze con i criteri definiti ai fini *Italian GAAP* e *U.S. GAAP* e fornire un supporto all'analisi delle implicazioni sui sistemi informativi derivanti dall'adozione degli *IFRS*.

Nel dicembre 2003 è stata definita la proposta di revisione delle Norme di Gruppo relativa alle tematiche di bilancio considerate maggiormente significative; nel settembre 2004 le Norme sono state aggiornate per tener conto delle numerose pronunce dello *IASB* intervenute tra dicembre 2003 e marzo 2004. Al riguardo, rileva la circostanza che il processo di definizione del quadro normativo di riferimento è sostanzialmente terminato solo nel

(1) Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del *"Preface to International Financial Reporting Standards"*, gli *IFRS (International Financial Reporting Standard)* rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'*International Accounting Standards Board (IASB)*, ex *International Accounting Standards Committee (IASC)* e comprendono: (i) gli *International Financial Reporting Standards (IFRS)*; (ii) gli *International Accounting Standards (IAS)*; (iii) le interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC)* e dallo *Standing Interpretations Committee (SIC)* adottate dallo *IASB*. La denominazione di *International Financial Reporting Standards (IFRS)* è stata adottata dallo *IASB* per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

69421|368

dicembre 2004 con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE dei principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea.

Nell'ottobre 2004 è stato trasmesso alle società del Gruppo il flusso informativo per la raccolta delle informazioni necessarie alla valorizzazione dell'effetto conseguente all'adeguamento dei saldi iniziali (1° gennaio 2004) delle attività e passività ai nuovi principi alla data di transizione. Infatti, secondo le disposizioni dell'*IFRS 1* "Prima adozione degli *International Financial Reporting Standard*", l'Eni deve redigere una situazione patrimoniale alla stessa data che: (i) rileva tutte e solo le attività e passività considerate tali in base ai nuovi principi; (ii) classifica e valuta le attività e le passività per i valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine (applicazione retrospective); (iii) riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli *IFRS*.

L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e passività agli *IFRS* è rilevato a patrimonio netto, dedotto il relativo effetto fiscale da imputare al fondo imposte differite.

L'introduzione dei nuovi principi nel Gruppo è agevolata dall'esperienza maturata nell'applicazione dei principi contabili statunitensi (*U.S. GAAP*) che l'Eni deve seguire nella redazione del *Form 20-F* da depositare annualmente presso la *SEC*.

Gli *IFRS* che determinano gli impatti più significativi per il Gruppo sono: (i) la revisione del valore netto degli impianti, anche per tener conto delle disposizioni relative alla separazione di componenti significative di beni complessi; (ii) l'eliminazione del criterio Lifo nella valutazione delle rimanenze; (iii) l'applicazione del concetto di "probabile", in luogo della "ragionevole certezza", per la rilevazione delle imposte anticipate; (iv) l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto; (v) la determinazione degli accantonamenti a fondi rischi e spese future con l'attualizzazione degli oneri che si prevede di sostenere quando l'effetto finanziario del tempo è significativo; (vi) l'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione dei benefici a favore dei dipendenti; (vii) l'imputazione all'attivo patrimoniale, in contropartita a uno specifico fondo, dei costi stimati (attualizzati) per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture; (viii) la disposizione secondo cui l'avviamento non è oggetto di ammortamento e la sua recuperabilità è verificata almeno annualmente.

Relativamente agli *IAS 32* e *39*, riguardanti la valutazione degli strumenti finanziari ivi inclusi i derivati, l'Eni si è avvalsa della facoltà concessa dall'*IFRS 1* di definire quale data di transizione il 1° gennaio 2005.

Con riferimento alle attività minerarie, non vi sono elementi di discontinuità rispetto ai criteri attualmente adottati perché nel dicembre 2004 lo *IASB* ha emesso il principio contabile internazionale *IFRS 6* "*Exploration for and evaluation of mineral resources*" che consente di mantenere i criteri di rilevazione e di valutazione delle spese esplorative (es. studi geologici e geofisici, acquisizioni di permessi esplorativi, pozzi esplorativi, etc.) precedentemente adottati.

La PricewaterhouseCoopers ha in corso il lavoro di revisione della situazione contabile di apertura al 1° gennaio 2004; tenuto conto delle obiettive difficoltà applicative dei nuovi principi e in particolare dell'adozione del metodo retrospective, la quantificazione puntuale potrà essere diffusa solo dopo i risultati della revisione.

Allo stato, è prevedibile un aumento del patrimonio netto e corrispondentemente del capitale investito netto al 1° gennaio 2004 a seguito, in particolare, della revisione del valore netto degli impianti e dell'adozione del costo medio ponderato, anziché del Lifo a scatti annuali, nella valutazione delle rimanenze di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale. Quest'ultima modifica influenzerà la volatilità dei risultati perché mentre in precedenza la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze, salvo nel caso di riduzione dei volumi, con l'adozione del costo medio ponderato la variazione ha una diretta influenza con la rilevazione di *profit* o *loss in stock* derivanti dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

In linea con il documento di consultazione diffuso dalla Consob, nella relazione trimestrale al 31 marzo 2005 saranno fornite le riconciliazioni tra i principi contabili precedentemente

69421|369

adottati e quelli *IFRS*; e precisamente: (i) riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004; (ii) riconciliazione del risultato economico dell'esercizio 2004.

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:

Vendita della partecipazione in Albacom

Il 4 febbraio 2005 i soci di Albacom SpA – Eni SpA (35%), Mediaset SpA (19,5%) e Banca Nazionale del Lavoro SpA (BNL) (19,5%) – hanno venduto a British Telecom Plc (BT) la loro partecipazione nella società. Inoltre il contratto prevede la cessione a BT da parte dei soci Eni (per una quota di 87 milioni di euro) e Mediaset del credito acquistato al valore nominale da BNL relativo al finanziamento di 250 milioni di euro da quest'ultima concesso ad Albacom che era garantito dai soci in misura proporzionale alla loro partecipazione al capitale sociale; anche BNL ha ceduto a BT la parte residua del finanziamento. Il corrispettivo per la cessione della partecipazione e del credito, pagabile dopo 5 anni, è legato a una formula parametrata all'EBITDA realizzato da Albacom nell'esercizio che chiude al 31 marzo 2009 con un limite minimo (*floor*) e massimo (*cap*) maggiorati di interessi. Tenuto conto delle oggettive incertezze, nella valutazione degli effetti dell'operazione nel bilancio 2004 è stato assunto il prezzo minimo che per la quota Eni ammonta a 26 milioni di euro rilevando un onere complessivo, prima dell'effetto fiscale, di 103 milioni di euro riferito quanto a 41 milioni alla partecipazione (corrispondente al valore di iscrizione) e quanto a 62 milioni di euro all'accantonamento al fondo rischi a fronte del credito ex BNL di 87 milioni di euro.

Snam Rete Gas

Il 18 febbraio 2005 il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero dell'economia e delle finanze, ha approvato lo schema di Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) che definisce i criteri e le modalità di dismissione della partecipazione posseduta dall'Eni nel capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (50,06%) nel cui statuto saranno introdotti i poteri speciali a favore del Ministero dell'economia e delle finanze previsti dalla normativa in materia di dismissioni di partecipazioni dello Stato. Dopo che sarà stato pubblicato il DPCM, proseguirà il processo di vendita di quote del capitale sociale di Snam Rete Gas fino a ridurre la propria partecipazione al 20% entro il 1° luglio 2007.

Porto Marghera

Il 15 febbraio 2005 l'Eni ha stipulato un accordo con il Ministero dell'ambiente e il Ministero delle infrastrutture e trasporti per la messa in sicurezza di una parte dell'area di Porto Marghera impegnandosi a versare al Ministero dell'ambiente la somma di 41,6 milioni di euro, comprensivi del contributo per la messa in sicurezza dell'area, che sarà utilizzato dal Magistrato alle Acque di Venezia. L'onere trova copertura nel fondo rischi iscritto nel bilancio 2004.

Evoluzione prevedibile della gestione

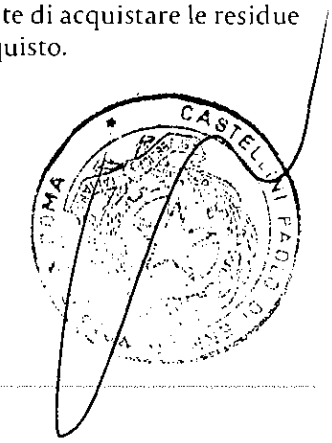
Le previsioni sull'andamento nel 2005 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- produzione giornaliera di idrocarburi: in aumento rispetto al 2004 (1,62 milioni di boe/giorno), in linea con il tasso medio di incremento annuo programmato nel periodo 2004-2008 (superiore al 5%). La maggiore produzione sarà realizzata all'estero (in particolare in Libia, Angola, Egitto, Algeria e Kazakhstan) a seguito dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nell'ultima parte del 2004 e degli avvii programmati nel 2005;

- volumi venduti di gas naturale[2]: sostanzialmente stabili (84,45 miliardi di metri cubi nel 2004); le maggiori vendite attese nei mercati in Europa (Spagna, Germania e Turchia) saranno assorbite dalla prevista riduzione in Italia;
- volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia: in aumento di circa il 6% (28,26 miliardi di metri cubi nel 2004) a seguito dell'evoluzione attesa della domanda;
- produzione venduta di energia elettrica: in aumento di circa il 50% (13,85 terawattora nel 2004) a seguito dell'entrata in marcia commerciale di nuova capacità di generazione (circa 3 gigawatt) presso i siti di Brindisi e Mantova (la capacità complessiva installata di generazione elettrica al 31 dicembre 2004 è di 3,3 gigawatt), nonché della piena marcia commerciale dei gruppi di potenza installati nel 2004 a Ravenna e a Ferrera Erbognone;
- lavorazioni in conto proprio di petrolio e di semilavorati: sostanzialmente stabili (37,68 milioni di tonnellate nel 2004) a seguito in particolare delle maggiori lavorazioni all'estero a supporto della crescita delle vendite nel resto d'Europa, che si prevede saranno assorbite dalla riduzione attesa in Italia, anche a seguito della ridotta attività prevista sulla raffineria di Gela dovuta al danno alle infrastrutture di attracco delle navi per il carico/scarico del petrolio e dei prodotti causato dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004;
- vendite di prodotti petroliferi sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa: in aumento di circa il 4% (12,3 milioni di tonnellate nel 2004); l'erogato medio della rete a marchio Agip è previsto in aumento sia in Italia (2.528 mila litri nel 2004) sia nel resto d'Europa (2.393 mila litri nel 2004).

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di 7,3 miliardi di euro, di cui circa il 91% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali progetti di investimento sono: (i) nel settore Exploration & Production, lo sviluppo di giacimenti in Libia, Italia, Angola, Kazakhstan, Egitto e Nigeria, nonché la ricerca esplorativa; (ii) nel settore Gas & Power, il potenziamento e il mantenimento delle strutture di trasporto e di distribuzione del gas naturale e la prosecuzione del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing, il completamento del gassificatore dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, il miglioramento dell'efficienza delle strutture produttive e della qualità dei prodotti, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Nel corso del 2005 è prevista la vendita, in esito al processo di gara in corso, del 90% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA con obbligo dell'acquirente di acquistare le residue azioni (10%) al compimento del quinto anno dalla data dell'acquisto.



(2) Compresi i volumi di gas per autoconsumi e la quota Eni delle vendite di società collegate e di imprese rilevanti.

69421/371

glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo **www.eni.it**
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

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 0,00615.

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 *royalty* 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).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*): contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*): contratto tipico del settore delle costruzioni offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una *FPSO*) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

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.

FPSO *vessel* Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Productian, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

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.

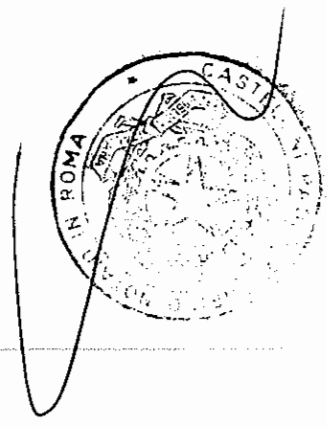
GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*naturol gasoline*) o condensati di impianto.

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 pro-



69421/372

duzione 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 a 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 nei paesi produttori dell'area non OCSE 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.

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, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* 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 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 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; (iv) il contesto normativo.

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.

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.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e 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 *dawnstream* 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.

F.to Roberto Poli

F.to Roberto Poli
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

69421/373

Eni

Bilancio Consolidato
2004

stato patrimoniale

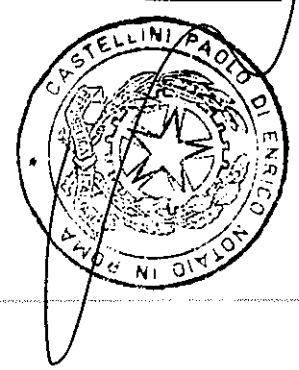
69421/374

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
ATTIVO			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	(NOTA N. 1)		
costi di impianto e di ampliamento		20	10
costi di ricerca e di sviluppo		167	106
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		162	174
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		934	824
avviamento		156	85
differenza da consolidamento		1.826	1.730
immobilizzazioni in corso e acconti		133	60
altre		212	201
Totale		**3.610**	**3.190**
Immobilizzazioni materiali:	(NOTA N. 2)		
terreni e fabbricati		1.795	1.747
impianti e macchinario		25.217	27.979
attrezzature industriali e commerciali		522	420
altri beni		291	322
immobilizzazioni in corso e acconti		8.535	7.148
Totale		**36.360**	**37.616**
Immobilizzazioni finanziarie:	(NOTA N. 3)		
partecipazioni in:		3.160	3.282
- imprese controllate		*285*	*231*
- imprese collegate		*2.562*	*2.712*
- altre imprese		*313*	*339*
crediti:		1.202	990
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*193*	*126*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3*	*5*
		196	*131*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*[illegible]*	*[illegible]0*
		[illegible]	*[illegible]*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*[illegible]*	*[illegible]59*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*[illegible]*	*[illegible]93*
		[illegible]	*[illegible]680*
- altri titoli		23	23
- azioni proprie		2.872	2.943
Totale		**7.257**	**7.238**
Totale immobilizzazioni		**47.227**	**48.044**

69421375

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
Attivo circolante:			
Rimanenze:	(NOTA N. 4)		
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.032	1.101
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		87	72
lavori in corso su ordinazione		433	404
prodotti finiti e merci		1.627	1.659
acconti		114	84
Totale		**3.293**	**3.320**
Crediti:	(NOTA N. 5)		
verso clienti:		9.476	10.529
. importi esigibili entro l'esercizia successivo		*9.243*	*10.369*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*233*	*160*
verso imprese controllate:		263	197
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*263*	*197*
verso imprese collegate:		555	555
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*555*	*555*
crediti tributari:		1.839	1.621
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*914*	*740*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*925*	*881*
imposte anticipate:		2.167	2.203
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.167*	*2.203*
verso altri:		1.894	2.486
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.830*	*2.421*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*64*	*65*
Totale		**16.194**	**17.591**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	(NOTA N. 6)		
altre partecipazioni		13	22
azioni proprie		*292*	*286*
altri titoli		1.275	1.275
Totale		**1.580**	**1.583**
Disponibilità liquide:			
depositi bancari e postali		1.574	1.073
danaro e valori in cassa		6	11
Totale		**1.580**	**1.084**
Totale attivo circolante		**22.647**	**23.578**
Ratei e risconti:	(NOTA N. 7)		
disaggio su prestiti		16	14
ratei e altri risconti		832	888
Totale ratei e risconti		**848**	**902**
TOTALE ATTIVO		**70.722**	**72.524**

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
PASSIVO			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.003	4.004
Riserva da sopraprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		959	959
Riserve statutarie			
Riserva per azioni proprie in portafoglio		3.164	3.229
Riserve statutarie			
Altre riserve:		2.978	2.976
- riserva disponibile		*3.050*	*3.896*
- riserva per acquisto di azioni proprie		*2.233*	*2.163*
- conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986		*62*	*62*
- riserva di consolidamento		*31*	*31*
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983		*19*	*19*
- riserva da avanzo di fusione			*4*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		*3*	*2*
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993		*1*	*1*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967		*84*	
- riserva per differenze cambio		*(2.505)*	*(3.202)*
Utili portati a nuovo		13.171	15.125
Utile dell'esercizio		5.585	7.274
Totale patrimonio netto dell'Eni	(NOTA N. 8)	**29.860**	**33.567**
Capitale e riserve di terzi	(NOTA N. 9)	1.622	2.128
Totale		**31.482**	**35.695**
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		175	230
per imposte, anche differite		2.442	2.768
altri		5.533	5.872
Totale		**8.150**	**8.870**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**555**	**590**



69421/377

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
Debiti:	(NOTA N. 11)		
obbligazioni:		4.793	5.331
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*79*	*660*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*4.714*	*4.671*
debiti verso banche:		6.851	4.750
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.006*	*2.423*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2.845*	*2.327*
debiti verso altri finanziatori:		1.151	1.139
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*211*	*304*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*940*	*835*
acconti:		1.588	1.354
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.551*	*1.352*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*37*	*2*
debiti verso fornitori:		6.384	6.928
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*6.321*	*6.845*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*63*	*83*
debiti rappresentati da titoli di credito:		3.580	1.580
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.547*	*1.580*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*33*	
debiti verso imprese controllate:		223	70
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*223*	*70*
debiti verso imprese collegate:		598	637
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*598*	*637*
debiti tributari:		2.257	2.537
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.183*	*2.514*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*74*	*23*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		217	236
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*216*	*229*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1*	*7*
altri debiti:		2.114	2.091
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.948*	*1.939*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*166*	*152*
Totale		**29.756**	**26.653**
Ratei e risconti	(NOTA N. 12)	770	716
TOTALE PASSIVO		68.722	72.524

69421/378

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di euro)		31.12.2003	31.12.2004
GARANZIE	(NOTA N. 13)		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		7	7
di imprese collegate		30	72
di imprese consolidate		4.894	4.894
di altri			5
		4.931	**4.978**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		302	532
di imprese collegate		1.685	1.834
di imprese consolidate:		6.090	9.715
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*2.841*	*2.977*
- rischi assicurativi		*379*	*396*
- altro		*2.870*	*6.342*
di altri		198	169
		8.275	**12.250**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		77	40
		77	**40**
TOTALE GARANZIE		**13.283**	**17.268**
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 14)		
Impegni:			
contratti derivati:		11.154	11.974
- su interessi		*5.764*	*5.696*
- di acquisto valuta		*2.903*	*4.062*
- di vendita valuta		*2.272*	*1.884*
- di acquisto merce		*172*	*185*
- di vendita merce		*43*	*147*
acquisto di beni		208	200
vendita di beni		147	124
altri		379	319
		11.888	**12.617**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		585	600
beni di terzi in custodia		317	551
		902	**1.151**
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**12.790**	**13.768**

conto economico

69421/379

(milioni di euro)		2002	2003	2004
Valore della produzione:	(NOTA N. 15)			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		63.872	67.810	75.394
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		216	(48)	171
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1.127	1.150	1.108
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		1.080	1.527	1.317
altri ricavi e proventi:		1.133	949	1.356
. contributi in conto esercizio		*26*	*11*	*10*
. altri		*1.107*	*938*	*1.346*
Totale		**67.428**	**71.388**	**79.346**
Costi della produzione:	(NOTA N. 16)			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		25.229	26.449	30.539
per servizi		8.614	10.431	10.675
per godimento di beni di terzi		1.454	1.407	1.600
per il personale:		3.346	3.353	3.434
- salari e stipendi		*2.441*	*2.412*	*2.481*
- oneri sociali		*650*	*693*	*672*
- trattamento di fine rapporto		*121*	*126*	*124*
- trattamento di quiescenza e simili		*15*	*31*	*58*
- altri costi		*119*	*91*	*99*
ammortamenti e svalutazioni:		5.603	5.276	4.948
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*1.423*	*1.266*	*1.043*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*3.543*	*3.447*	*3.525*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*542*	*441*	*295*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*95*	*122*	*85*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		17	38	6
accantonamenti per rischi		114	118	94
altri accantonamenti		413	342	499
oneri diversi di gestione		14.092	14.371	14.934
Totale		**58.882**	**61.785**	**66.729**
Differenza tra valore e costi della produzione		**8.546**	**9.603**	**12.617**
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 17)			
proventi da partecipazioni:		104	22	111
. da imprese controllate		*1*	*10*	*1*
. da imprese collegate		*11*	*3*	*4*
. da altri		*92*	*59*	*106*
altri proventi finanziari:		551	465	474
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*18*	*12*	*9*
. da imprese collegate		*16*	*11*	*7*
. da altri		*62*	*35*	*72*
		96	*58*	*88*

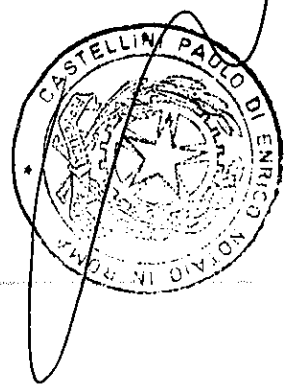
69421/380

(milioni di euro)		2002	2003	2004
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni				
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*44*	*34*	*31*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*2*	*1*	*2*
. da imprese collegate		*47*	*40*	*41*
. da altri		*362*	*332*	*312*
		411	*373*	*355*
interessi e altri oneri finanziari:		737	743	733
. verso imprese controllate		*7*	*18*	*4*
. verso imprese collegate		*9*	*14*	*2*
. verso altri		*721*	*711*	*727*
utili e perdite su cambi		(30)		(2)
Totale		**(112)**	**(206)**	**(150)**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 17)			
rivalutazioni:		189	194	208
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*178*	*180*	*199*
- di altre partecipazioni		*6*	*9*	*1*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni				*4*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*5*	*5*	*4*
svalutazioni:		245	245	78
- di partecipazioni		*209*	*233*	*73*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*11*		
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*25*	*12*	*5*
Totale delle rettifiche		**(56)**	**(51)**	**130**
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 18)			
proventi:		369	563	705
. plusvalenze da alienazioni		*257*	*290*	*661*
. altri proventi		*112*	*273*	*44*
oneri:		398	514	761
. minusvalenze da alienazioni		*42*	*40*	*2*
. imposte relative a esercizi precedenti				*5*
. altri oneri		*356*	*474*	*754*
Totale delle partite straordinarie		**(29)**	**49**	**(56)**
Risultato prima delle imposte		**8.349**	**9.395**	**12.541**
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(NOTA N. 19)	3.127	3.241	4.653
Utile dell'esercizio		**5.222**	**6.154**	**7.888**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	(NOTA N. 9)	(629)	(569)	(614)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**4.593**	**5.585**	**7.274**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	(NOTA N. 20)	**1,20 euro**	**1,48 euro**	**1,93 euro**
Utile per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS)		**6,00 euro**	**7,39 euro**	**9,64 euro**

6942 n 380

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Utile dell'esercizio di Gruppo	4.593	5.585	7.274
Utile dell'esercizio di terzi	629	569	614
Ammortamenti	4.962	4.710	4.566
Svalutazioni nette	591	586	235
Variazioni fondi per rischi e oneri	96	144	408
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	33	53	36
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(152)	(35)	(374)
Dividendi	(32)	(22)	(72)
Interessi attivi	(322)	(197)	(201)
Interessi passivi	568	574	575
Differenze di cambio	(65)	(279)	(76)
(Proventi) Oneri straordinari netti	29	(49)	56
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	3.127	3.241	4.653
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	14.057	14.880	17.694
Variazioni:			
- rimanenze	(209)	(162)	(68)
- crediti commerciali e diversi	(925)	(622)	(1.183)
- ratei e risconti attivi	88	66	43
- debiti commerciali e diversi	555	451	704
- ratei e risconti passivi	(19)	(198)	(60)
Flussa di cassa del risultato operativo	13.547	14.415	17.130
Dividendi incassati	147	189	200
Interessi incassati	164	234	197
Interessi pagati	(579)	(432)	(541)
Oneri straordinari netti pagati	(162)	(50)	(400)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.539)	(3.529)	(4.224)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**10.578**	**10.827**	**12.362**



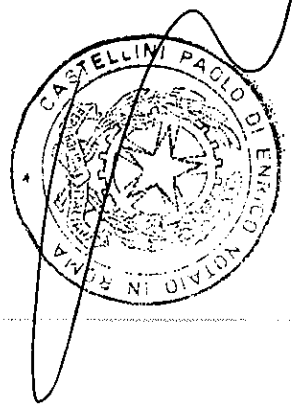
(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(1.205)	(959)	(732)
- immobilizzazioni materiali	(6.843)	(7.843)	(6.771)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(1.043)	(283)	
- partecipazioni	(272)	(702)	(316)
- titoli	(72)	(114)	(688)
- crediti finanziari	(2.124)	(1.127)	(603)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	193	207	(13)
Flusso di cassa degli investimenti	(11.366)	(10.821)	(9.123)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	77	49	13
- immobilizzazioni materiali	475	177	260
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	270	338	563
- partecipazioni	113	86	57
- titoli	205	312	659
- crediti finanziari	308	3.221	862
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		11	(4)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.448	4.194	2.410
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(9.918)**	**(6.627)**	**(6.713)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	2.145	3.118	1.229
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(503)	(485)	(797)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	2.094	(1.004)	(4.051)
	3.736	**1.629**	**(3.619)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi	62	13	2
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	(103)	(2.606)	631
Dividendi distribuiti a terzi	(3.035)	(3.011)	(3.077)
Acquisto netto di azioni proprie	(770)	(329)	(65)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(110)**	**(4.304)**	**(6.128)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	57	(9)	12
Effetto delle differenze di cambio	(121)	(98)	(29)
Flusso di cassa netto del periodo	**486**	**(211)**	**(496)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.305**	**1.791**	**1.580**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.791**	**1.580**	**1.084**

(*) 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 nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Investimenti finanziari:			
- titoli	(4)	(60)	(42)
- crediti finanziari	(1.455)	(266)	(148)
	(1.459)	(326)	(190)
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	205	311	26
- crediti finanziari	83	1.465	295
	288	**1.776**	**321**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(1.171)**	**1.400**	**131**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2002	Esercizio 2003	Esercizio 2004
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	1.245	1.179	
Attività a breve	697	567	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	125	(683)	
Passività a lungo e a breve	(844)	(768)	
Effetto netto degli investimenti	**1.223**	**295**	
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(4)		
Capitale e riserve di terzi		(3)	
Totale prezzo di acquisto	**1.219**	292	
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(176)	(9)	
Flusso di cassa degli investimenti	**1.043**	**283**	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività a lungo	153	108	381
Attività a breve	53	2	263
Indebitamento finanziario netto	(16)	(1)	(227)
Passività a lungo e a breve	(85)	(4)	(174)
Differenze cambio da conversione realizzate			45
Effetto netto dei disinvestimenti	**105**	**105**	**288**
Plusvalenza per disinvestimenti	194	233	327
Interessenza di terzi	(6)		
Totale prezzo di vendita	**293**	**338**	**615**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(23)		(52)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**270**	**338**	**563**



69421384

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, dall'Organismo Italiano di Contabilità e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*). Poiché non regolati 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 non vengano valutate con il criterio del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese in liquidazione se la loro esclusione non determina una rappresentazione distorta della situazione patrimoniale, finanziaria e del risultato consolidato e le imprese acquisite esclusivamente con lo scopo della successiva alienazione. Sono considerate non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario: 3.125 migliaia di euro; (ii) totale ricavi: 6.250 migliaia di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Sono escluse dall'area di consolidamento altresì le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi; trattasi di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa, finanziate pro-quota, sulla base dei *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero alle quali sono poi rendicontati gli esborsi e gli eventuali ricavi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi nonché i dati operativi (produzioni, riserva, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

Le imprese consolidate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni al 31 dicembre 2004" che fa parte integrante della nota integrativa. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate, salvo limitate eccezioni, 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 della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e del 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 modo da rappresentare la realtà economica dell'accordo in joint venture; 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 corrispondente frazione del patrimonio netto è imputata alle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisizione 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".

Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono imputati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione del patrimonio netto.

69421|385

☐ 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).

☐ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro 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*).

■ 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 e ai contributi a fondo perduto; 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 adottati non sono stati modificati rispetto a quelli dell'esercizio precedente. 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 che si è generato 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. 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, il costo è rettificato in contropartita alle riserve di patrimonio netto. 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.

I diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati a quote costanti entro un periodo non superiore a cinque anni.

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 venti anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

I costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

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 deri-

69421|386

vanti 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 sulla base della residua possibilità di utilizzazione dei beni (ammortamento economico-tecnico).

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati a quote costanti nel periodo di durata della concessione o della vita economico-tecnica se minore; il valore da ammortizzare è determinato al netto dei contributi ricevuti dal concedente.

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

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.

☐ 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 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, 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 in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'ottenimento di riserve certe e la costruzione e installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi 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 residui 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, etc.) 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 stanziati 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 iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto delle partecipate (deficit patrimoniale) è rilevato al passivo patrimoniale nella voce "Fondi per rischi e oneri - Altri".

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico.

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzazione. I crediti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetti a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

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 con effetto a conto economico.

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 nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico. 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 e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 49% e il 47% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, è determinato applicando il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano il 19% e il 21% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, è determinato applicando il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 13% e il 12% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti 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 diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione. I crediti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

Le partecipazioni e i titoli compresi nell'attivo circolante sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il *fair value* (valore equo) delle *stock grant* o, nel caso di *stock option*, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore desumibile dall'andamento del mercato. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

☐ 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 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 versa inoltre 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 degli accordi stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi riconosciuti alle organizzazioni dei lavoratori sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Gli oneri relativi ai fondi pensione di alcune controllate estere sono stanziati per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione locale e ai contratti di lavoro.

☐ Debiti

I debiti sono iscritti al loro valore nominale. I debiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con effetto a conto economico. I contratti di copertura sono valutati coerentemente.

☐ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono indicate in calce allo stato patrimoniale per il loro ammontare nominale; sono escluse le garanzie prestate per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono indicate soltanto se concesse su debiti o impegni altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate in sede di commento della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, *swap*, *future*, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono indicati in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso. Gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (*interest rate swap*, *forward rate agreement*, etc.) sono indicati in calce allo stato patrimoniale al valore nominale del capitale di riferimento.

69421|389

Gli altri impegni sono indicati in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a garanzie rilasciate o a impegni assunti non quantificabili sono menzionati, quando rilevanti, negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale; nel medesimo punto sono indicati, quando rilevanti, i rischi relativi a richieste di risarcimenti o a controversie.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato.

☐ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. In particolare, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per tutte le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto o di distribuzione di proprietà dell'Eni e la consegna all'utente;
- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per tutti gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

Quando i ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione, tutti i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente a quella data.

I ricavi ottenuti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove l'Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta e venduta da Eni (metodo delle vendite). La differenza tra i volumi netti di competenza dell'Eni e i volumi prodotti non è significativa.

I ricavi relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). I lavori in corso su ordinazione i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al controvalore in euro al cambio corrente alla data di accertamento dallo stato di avanzamento dei lavori in contraddittorio con il committente (accettazione del SAL) o, in presenza, al cambio del giorno in cui gli anticipi sono corrisposti; i lavori non ancora accettati sono iscritti al cambio di chiusura dell'esercizio; i contratti di copertura sono valutati coerentemente. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi, derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi soltanto se tali modifiche sono state formalizzate dal committente e dall'appaltatore; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando il loro riconoscimento da parte del committente sia ragionevolmente certo.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

L'Eni partecipa ad alcuni *Production Sharing Agreement* (*PSA*) dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di *Profit Oil*. L'onere tributario è incluso nei ricavi e nelle imposte sul reddito.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono le *stock grant* e *stock option* assegnate ai dirigenti a partire dal 1° gennaio 2003. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dipendente, incrementato degli eventuali ulteriori oneri a carico del datore di lavoro (oneri sociali e TFR) calcolati sulla base del valore normale delle azioni; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[1]. Il *fair value* delle *stock grant* è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando il modello Black-Scholes che tiene conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso privo di rischio. La rilevazione del costo delle *stock grant* è effettuata con contropartita alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri"; il costo relativo alle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Riserva disponibile".

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta estera sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

(1) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

69421/390

☐ 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 iscritte in bilancio 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 classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Crediti - imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte anche differite".

☐ 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 di copertura del rischio di cambio sono valutati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. I contratti derivati di copertura di attività o passività, con esclusione dei titoli immobilizzati, sono iscritti alla voce "Ratei e risconti" per l'ammontare corrispondente alla differenza tra il cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e il cambio a pronti alla data di stipula del contratto di copertura ovvero alla data della precedente valutazione con contropartita a conto economico (differenza cambio). Gli utili su cambi relativi ai contratti di copertura su titoli immobilizzati sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le perdite su cambi rilevate sull'attività coperta. I contratti derivati di copertura di impegni non sono adeguati ai cambi di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto al fine di verificare che non vi siano differimenti di perdite. 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, e sono ammortizzati in relazione alla durata del contratto di copertura se l'esercizio dell'opzione è ritenuto conveniente, diversamente l'opzione è valutata applicando il criterio previsto per i titoli.

Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzo 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 maturate, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno oggetto di copertura.

☐ 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, sostenuti per 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 e sviluppo iscritti all'attivo patrimoniale riguardano costi a utilità pluriennale sostenuti per l'attività di ricerca applicata e sviluppo e sono valutati applicando i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

I costi di ricerca scientifica e tecnologica sostenuti negli esercizi 2002, 2003 e 2004 ammontano rispettivamente a 175, 238 e a 257 milioni di euro di cui, rispettivamente, 11, 52 e 47 milioni di euro capitalizzati.

69421/391

☐ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

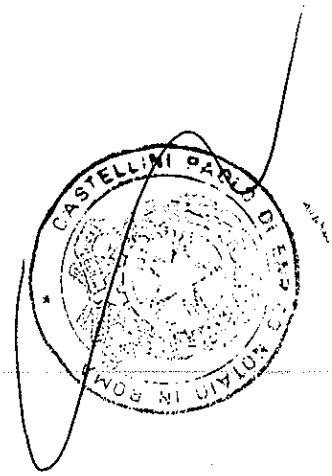
Sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono i costi ambientali che aumentano la vita utile, la capacità produttiva o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sempreché consentano di conseguire un incremento complessivo della produttività aziendale. I rischi e gli oneri sono stanziati 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. Questi costi sono di natura straordinaria.

Modifica degli schemi contabili

Gli schemi di stato patrimoniale e di conto economico sono stati modificati per recepire le novità introdotte dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 - Riforma organica della disciplina delle società di capitali e società cooperative (cd. "Riforma Vietti"). In particolare, nello schema di stato patrimoniale sono state inserite le voci dell'attivo circolante "Crediti tributari" e "Imposte anticipate", la voce del passivo patrimoniale "Fondi per rischi e oneri - per imposte" è stata ridenominata in "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite" e la voce del patrimonio netto "Riserve statutarie" è stata indicata prima della voce "Riserva per azioni proprie in portafoglio"; nello schema di conto economico è stata inserita la voce "Utile e perdite su cambi" e la voce "Imposte sul reddito dell'esercizio" è stata ridenominata in "Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate". Dalle voci di stato patrimoniale dell'attivo circolante "Crediti verso altri - importi esigibili entro l'esercizio successivo" e "Crediti verso altri - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" relative all'esercizio 2003 sono stati riclassificati rispettivamente 914 milioni di euro e 3.092 milioni di euro nelle nuove voci dell'attivo circolante "Crediti tributari - importi esigibili entro l'esercizio successivo" per 914 milioni di euro, "Crediti tributari - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" per 925 milioni di euro e "Imposte anticipate - importi esigibili oltre l'esercizio successivo" per 2.167 milioni di euro. Dalle voci di conto economico "Altri proventi finanziari" e "Interessi e altri oneri finanziari" relative agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati nella nuova voce "Utili e perdite su cambi" gli utili su cambi rispettivamente pari a 1.948 e 2.332 milioni di euro e perdite su cambi rispettivamente pari a 1.978 e 2.332 milioni di euro.



■ Note al bilancio

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004
Costi di impianto e di ampliamento	20	2	(10)	(2)	10	63
Costi di ricerca e di sviluppo	167	550	(608)	(3)	106	740
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	162	60	(139)	91	174	808
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	934	10	(108)	(12)	824	1.346
Avviamento	156	1	(26)	(46)	85	118
Differenza da consolidamento	1.826	12	(109)	1	1.730	298
Immobilizzazioni in corso e acconti	133	75		(148)	60	5
Altre immobilizzazioni immateriali	212	22	(43)	10	201	335
	3.610	**732**	**(1.043)**	**(109)**	**3.190**	**3.713**

I costi di impianto e di ampliamento di 10 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 106 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (96 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 491 milioni di euro (632 milioni di euro nell'esercizio 2003).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 824 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (664 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (76 milioni di euro).

L'avviamento e la differenza da consolidamento di complessivi 1.815 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Gas & Power (788 milioni di euro, di cui 770 milioni di euro relativi all'acquisto delle azioni di Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto), il settore Ingegneria e Costruzioni (785 milioni di euro, di cui 754 milioni di euro relativi all'acquisizione della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (195 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (46 milioni di euro). Le altre variazioni di 45 milioni di euro riguardano essenzialmente l'esclusione dall'area di consolidamento, a seguito della vendita, di Agip do Brasil SA (51 milioni di euro).

Le altre immobilizzazioni immateriali di 201 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (90 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi (16 milioni di euro).

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004
Terreni e fabbricati	1.795	52	(104)	(12)	(26)	6	36	1.747	1.740
Impianti e macchinario	25.217	2.865	(3.197)	(119)	(107)	(792)	4.112	27.979	37.051
Attrezzature industriali e commerciali	522	149	(122)	(1)	(32)	(5)	(91)	420	1.206
Altri beni	291	92	(102)	(1)	(5)	(6)	53	322	797
Immobilizzazioni in corso e acconti	8.535	3.613		(178)	(39)	(302)	(4.481)	7.148	558
	36.360	**6.771**	**(3.525)**	**(311)**	**(209)**	**(1.099)**	**(371)**	**37.616**	**41.352**

Gli investimenti di 6.771 milioni di euro (7.843 milioni di euro nell'esercizio 2003) sono riferiti principalmente ai settori Exploration & Production (4.398 milioni di euro), Gas & Power (1.344 milioni di euro), Refining & Marketing (654 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (186 milioni di euro, di cui 176 milioni di euro riferiti all'attività costruzioni e perforazioni). Informazioni sugli investimenti effettuati in immobilizzazioni materiali e immateriali sono indicate nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo" dei principali settori di attività.

Le svalutazioni di 311 milioni di euro riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production (266 milioni di euro), il settore Refining & Marketing (20 milioni di euro) e la Syndial SpA (18 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento di 209 milioni di euro riguarda principalmente la vendita della LukAgip NV (95 milioni di euro), dell'Agip do Brasil SA (71 milioni di euro), della Stargas Italia SpA (33 milioni di euro) e dell'Eni Nederland BV (22 milioni di euro). Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'inserimento nell'area di consolidamento della Marghera Servizi Industriali Srl (15 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.099 milioni di euro si riferiscono principalmente a imprese con bilanci in dollari USA (1.173 milioni di euro).

Le altre variazioni di 371 milioni di euro riguardano principalmente la vendita di immobilizzazioni e rami d'azienda nonché radiazioni (457 milioni di euro) effettuate principalmente dal settore Exploration & Production (301 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 1.067 e a 76 milioni di euro (1.084 e 82 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 482 milioni di euro (486 milioni di euro al 31 dicembre 2003) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Exploration & Production	38.811	39.479
- Gas & Power	18.926	20.038
- Refining & Marketing	8.652	9.002
- Petrolchimica	4.266	4.252
- Ingegneria e Costruzioni	3.531	3.644
- Altre attività	2.403	2.359
- Corporate e società finanziarie	149	194
	76.738	**78.968**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	18.493	18.899
- Gas & Power	9.426	9.593
- Refining & Marketing	5.482	5.700
- Petrolchimica	3.085	3.098
- Ingegneria e Costruzioni	1.790	1.912
- Altre attività	1.965	2.064
- Corporate e società finanziarie	137	86
	40.378	**41.352**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	20.338	20.580
- Gas & Power	9.500	10.445
- Refining & Marketing	3.170	3.302
- Petrolchimica	1.181	1.154
- Ingegneria e Costruzioni	1.741	1.732
- Altre attività	338	295
- Corporate e società finanziarie	92	108
	36.360	**37.616**

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

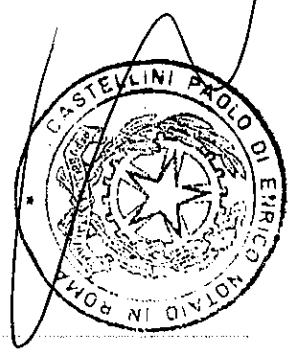
(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2004	Fondo svalutazione al 31.12.2004
Partecipazioni in imprese controllate	285	11	27	(33)	(7)	(52)	231	273
Partecipazioni in imprese collegate	2.562	240	173	(184)	(52)	(27)	2.712	815
Partecipazioni in altre imprese	313	65		(9)	(19)	(11)	339	60
	3.160	**316**	**200**	**(226)**	**(78)**	**(90)**	**3.282**	**1.148**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 316 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della Darwin LNG Pty Ltd (58 milioni di euro), della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (53 milioni di euro), della Albacom SpA (41 milioni di euro) e della Raffineria di Milazzo ScpA (35 milioni di euro) nonché l'acquisizione della Acam Gas SpA da parte di Italgas SpA (44 milioni di euro, di cui 9 milioni di euro relativi alla sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale).

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 per le partecipazioni valutate al costo. In particolare, le rivalutazioni di 200 milioni di euro riguardano principalmente la valutazione con il criterio del patrimonio netto della Trans Austria Gasleitung GmbH (32 milioni di euro), della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (19 milioni di euro) e della Azienda Energia e Servizi Torino SpA (19 milioni di euro); le svalutazioni di 226 milioni di euro riguardano il decremento per i dividendi incassati dalle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto (153 milioni di euro; di cui 31 milioni di euro relativi alla Galp Energia SGPS SA, 29 milioni di euro relativi alla Trans Austria Gasleitung GmbH e 24 milioni di euro relativi alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd) e le svalutazioni di partecipazioni (73 milioni di euro; di cui 41 milioni di euro relativi all'Albacom SpA).

Le altre variazioni di 90 milioni di euro riguardano principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento dell'Eni Gas & Power CH SA (19 milioni di euro), della Marghera Servizi Industriali Srl (12 milioni di euro) e della Serfactoring SpA (10 milioni di euro) nonché la vendita di partecipazioni (32 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2004 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni al 31 dicembre 2004" che costituisce parte integrante di queste note.



Il valore netto delle partecipazioni di 3.282 milioni di euro (3.160 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2003			31.12.2004		
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione	Valore netto	% possesso	Criterio di valutazione
Imprese controllate:						
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	65	50,00	patrimonio netto	57	50,00	patrimonio netto
- Eni BTC Ltd	52	100,00	patrimonio netto	48	100,00	patrimonio netto
- Altre (*)	168			126		
	285			**231**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	602	33,34	patrimonio netto	568	33,34	patrimonio netto
- Unión Fenosa Gas SA	416	50,00	patrimonio netto	408	50,00	patrimonio netto
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	168	49,00	patrimonio netto	171	49,00	patrimonio netto
- Raffineria di Milazzo ScpA	131	50,00	patrimonio netto	168	50,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	151	49,00	patrimonio netto	151	49,00	patrimonio netto
- EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	94	50,00	patrimonio netto	148	50,00	patrimonio netto
- Blue Stream Pipeline Co BV	125	50,00	patrimonio netto	116	50,00	patrimonio netto
- Erg Raffinerie Mediterranee SpA (a)	100	28,00	costo	100	28,00	costo
- United Gas Derivatives Co	82	33,33	patrimonio netto	97	33,33	patrimonio netto
- Superoctanos CA	80	49,00	patrimonio netto	82	49,00	patrimonio netto
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	66	20,00	patrimonio netto	75	20,00	patrimonio netto
- Trans Austria Gasleitung GmbH (b)	58	89,00	patrimonio netto	60	89,00	patrimonio netto
- Supermetanol CA	59	34,51	patrimonio netto	59	34,51	patrimonio netto
- Toscana Gas SpA	49	46,07	patrimonio netto	56	46,10	patrimonio netto
- Siciliana Gas SpA	47	50,00	patrimonio netto	52	50,00	patrimonio netto
- Acam Gas SpA				44	49,00	patrimonio netto
- Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	39	49,00	patrimonio netto	41	49,00	patrimonio netto
- Haldor Topsøe A/S	37	50,00	patrimonio netto	39	50,00	patrimonio netto
- Distribuidora de Gas del Centro SA	36	31,35	patrimonio netto	36	31,35	patrimonio netto
- Transitgas AG	32	45,99	patrimonio netto	32	46,00	patrimonio netto
- Termica Milazzo Srl	23	40,00	patrimonio netto	27	40,00	patrimonio netto
- Altre (*)	167			182		
	2.562			**2.712**		
Altre imprese:						
- Darwin LNG Pty Ltd	39	12,04	costo	89	12,04	costo
- Nigeria LNG Ltd	92	10,40	costo	86	10,40	costo
- Ceska Rafinerska AS	33	16,33	costo	30	16,33	costo
- Interconnector (UK) Ltd	25	5,00	costo	23	4,62	costo
- Discovery Producer Services Llc	28	16,67	costo	19	16,67	costo
- Altre (*)	96			92		
	313			**339**		
	3.160			**3.282**		

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
(a) Sulla società è stata concessa un'opzione di acquisto a un prezzo stabilito contrattualmente (v. nota n. 14).
(b) La società è a controllo congiunto.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 474 milioni di euro riferite, principalmente, alla Unión Fenosa Gas SA (185 milioni di euro), alla EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (180 milioni di euro) e all'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (72 milioni di euro).

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese collegate
Totale attività	1.340	8.232	1.502	8.637
Totale passività	1.132	5.735	1.331	5.958
Ricavi netti	140	4.658	110	6.476
Utile operativo	5	278	20	330
Utile dell'esercizio	(3)	123	18	150

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	39	39
Consorzio Set Sviluppo Elettrico Trecate	15	18
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	13	16
Lasmo Petroleum Development BV	10	9
Altre imprese	44	9
	121	91

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2003			31.12.2004		
(milioni di euro)	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Crediti verso imprese controllate	192	4	196	130	1	131
Crediti verso imprese collegate	238	5	243	161	9	170
Crediti verso altri	494	269	763	298	391	689
	924	**278**	**1.202**	**589**	**401**	**990**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 21 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I crediti di 990 milioni di euro (1.202 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 750 milioni di euro (962 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 240 milioni di euro, di cui 234 milioni di euro relativi a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario. I crediti strumentali all'attività operativa riguardano principalmente i settori Gas & Power (531 milioni di euro) e Exploration & Production (154 milioni di euro). Il decremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 212 milioni di euro è dovuto principalmente alla riscossione di finanziamenti concessi alla Trans Austria Gasleitung GmbH (65 milioni di euro), alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (57 milioni di euro) nonché alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (48 milioni di euro). Il rimborso di crediti per 42 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2003) 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 777 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Titoli emessi dallo Stato italiano	22	22
Altri titoli	1	1
	23	**23**

Titoli per 22 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (21 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Immobilizzazioni finanziarie - azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.943 milioni di euro (2.872 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e sono rappresentate da n. 213.388.288 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 209.141.953 al 31 dicembre 2003). Le azioni, iscritte al costo, sono state acquistate in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti al fine di accrescere il valore per l'azionista.

4 Rimanenze

	31.12.2003					31.12.2004				
(milioni di euro)	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	361	205		466	1.032	377	199		525	1.101
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	66	15		6	87	51	19		2	72
Lavori in corso su ordinazione			433		433			404		404
Prodotti finiti e merci	1.170	416		41	1.627	1.130	482		47	1.659
Acconti	7		1	106	114				84	84
	1.604	**636**	**434**	**619**	**3.293**	**1.558**	**700**	**404**	**658**	**3.320**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 99 milioni di euro:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.2004
	107	20	(30)	2	99

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 623 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo in conformità alle disposizioni di legge (682 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e rimanenze di gas naturale per 39 milioni di euro costituiscono riserve strategiche (stesso importo al 31 dicembre 2003); rimanenze di gas naturale per 348 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (465 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Il valore di iscrizione del greggio, dei prodotti petroliferi e del gas naturale è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio (cosiddetta "Riserva LIFO") per 1.014 milioni di euro (912 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

5 Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

	31.12.2003				31.12.2004			
(milioni di euro)	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	9.243	233	9.476	16	10.369	160	10.529	
- imprese controllate	121		121		55		55	
- imprese collegate	175		175		201		201	
	9.539	**233**	**9.772**	**16**	**10.625**	**160**	**10.785**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	135		135		134		134	
- imprese collegate	310		310		293		293	
- altri	34		34		176		176	
	479		**479**		**603**		**603**	
Crediti tributari	**914**	**925**	**1.839**		**740**	**881**	**1.621**	
Imposte anticipate		**2.167**	**2.167**			**2.203**	**2.203**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	7		7		8		8	
- imprese collegate	70		70		61		61	
- altri	1.796	64	1.860	11	2.245	65	2.310	43
	1.873	**64**	**1.937**	**11**	**2.314**	**65**	**2.379**	**43**
	12.805	**3.389**	**16.194**	**27**	**14.282**	**3.309**	**17.591**	**43**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 757 milioni di euro:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2003	Accantonamenti	Utilizzazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2004
	699	86	(23)	(10)	5	**757**

69421399

I *crediti commerciali* di 10.785 milioni di euro aumentano di 1.013 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (274 milioni di euro), Petrolchimica (250 milioni di euro) ed Exploration & Production (214 milioni di euro).

I *crediti finanziari* di 603 milioni di euro (479 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 164 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2003), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 11 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2003) nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 428 milioni di euro (447 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Crediti finanziari per 175 milioni di euro sono esigibili entro 90 giorni (32 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I *crediti tributari* di 1.621 milioni di euro (1.839 milioni di euro al 31 dicembre 2003) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti tributari verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	1.024	580
. per crediti Iva	149	396
. per interessi su crediti di imposta	337	322
. per altri rapporti	97	62
	1.607	**1.360**
- Amministrazioni finanziarie estere	232	261
	1.839	**1.621**

Il decremento dei crediti di imposta sul reddito di 444 milioni di euro si riferisce principalmente all'Eni SpA (364 milioni di euro).

L'analisi delle imposte anticipate di 2.203 milioni di euro (2.167 milioni di euro al 31 dicembre 2003) è indicata alla nota n. 10 "Fondi per rischi e oneri".

I crediti diversi verso altri di 2.310 milioni di euro (1.860 milioni di euro al 31 dicembre 2003) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	532	546
- compagnie di assicurazione	278	349
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	198	216
Acconti per servizi	150	215
Crediti per operazioni di *factoring*		171
Altri crediti	702	813
	1.860	**2.310**

I crediti per operazioni di *factoring* di 171 milioni di euro si riferiscono alla Serfactoring SpA che è entrata nell'area di consolidamento nel corso del 2004.

A partire dal 1° luglio 2003 la remunerazione dei crediti di imposta sul reddito verso l'Amministrazione finanziaria italiana è dell'1,375% per semestre intero (2,5% nel primo semestre 2003).

Circa il 14,7% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta diversa dall'euro (19,7% al 31 dicembre 2003).

Al 31 dicembre 2003 e 2004 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

6 Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Partecipazioni	13	22
Azioni proprie	292	286
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	963	982
- altri titoli	312	293
	1.275	**1.275**
	1.580	**1.583**

Le *partecipazioni* di 22 milioni di euro riguardano azioni Saipem SpA che sono state acquistate al servizio dei piani di *stock grant* e *stock option* emessi dall'attività costruzioni e perforazioni.

Le *azioni proprie* di 286 milioni di euro sono rappresentate da n. 21.006.600 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Le azioni sono state acquistate in esecuzione delle delibere delle assemblee degli azionisti del 30 maggio 2002 e del 30 maggio 2003 e sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2004 (n. 15.000.000 di azioni) e di *stock grant* 2003-2005 (n. 6.500.000 azioni). La diminuzione di n. 493.400 azioni si analizza come segue:

(milioni di euro)	Stock option	Stock grant	Totale
Azioni proprie al servizio dei piani	**15.000.000**	**6.500.000**	**21.500.000**
- diritti esercitati	(354.000)	(63.800)	(417.800)
- diritti decaduti	(72.000)	(3.600)	(75.600)
	(426.000)	**(67.400)**	**(493.400)**
	14.574.000	**6.432.600**	**21.006.600**

Al 31 dicembre 2004 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 2.174.200 *stock grant* e di n. 11.789.000 *stock option*; relativamente a queste ultime, il prezzo di esercizio è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 3.268.500 azioni), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.527.000 azioni) e di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.993.500 azioni).

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

L'analisi per scadenza degli altri titoli di 1.275 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003) è la seguente:

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2003	Valore netto al 31.12.2004
Entro novanta giorni	111	5
Entro l'esercizio successivo	119	119
Entro cinque anni	942	965
Oltre cinque anni	203	186
	1.275	**1.275**

Titoli per 474 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA (483 milioni di euro al 31 dicembre 2003).