

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

andamento operativo

■ Divisione Exploration & Production

□ Riserve di idrocarburi

Al 31 dicembre 2003 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni sono di 848 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione di 194 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2002, pari al 18,6%.

				Variazione	
		2002	2003	assoluta	%
Gas naturale ⁽¹⁾	(milioni di boe)	788	596	(192)	(24,4)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	254	252	(2)	(0,8)
Idrocarburi	(milioni di boe)	1.042	848	(194)	(18,6)

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 192 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (77 milioni di boe) e alla riclassifica da "certe" a "probabili" delle riserve (135 milioni di boe) dei campi in Alto Adriatico¹ in relazione al disposto dell'art. 26 della legge 179/2002 che vieta la prospezione, la ricerca e la coltivazione in tali acque. Malgrado le concessioni non siano state revocate, si è tenuto conto a questo proposito della circostanza che il testo del disegno di legge "Energia" approvato dalla Camera dei Deputati nel luglio 2003 e attualmente in discussione al Senato non prevede, contrariamente all'emendamento approvato in precedenza dalla Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, l'istituzione della Commissione Alto Adriatico con il compito di acquisire ulteriori elementi conoscitivi in merito al citato divieto di prospezione, ricerca e coltivazione. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle scoperte dei giacimenti Luisella, Elettra e Bianca e dall'estensione del giacimento Annamaria.

La diminuzione delle riserve di petrolio e condensati di 2 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (31 milioni di barili) e alla revisione in diminuzione delle riserve del giacimento Miglianico (3 milioni di barili), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle estensioni dei giacimenti della Val d'Agri (24 milioni di barili) e da altri minori.

□ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2003 il portafoglio minerario dell'Eni sul territorio nazionale consiste in 83 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 24.469 chilometri quadrati (24.798 al 31 dicembre 2002) e 138 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.084 chilometri quadrati (12.685 al 31 dicembre 2002). Nel 2003 sono stati ottenuti 8 nuovi titoli minerari relativi a 5 permessi di ricerca e a 3 concessioni di coltivazione.

(1) Tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

□ Produzioni

Nel 2003 la produzione di idrocarburi è stata di 107,2 milioni di boe (112,5 nel 2002) corrispondente alla produzione giornaliera di 293.548 boe (308.318 nel 2002).

La produzione di gas naturale (76,6 milioni di boe) è diminuita di 4,6 milioni di boe, pari al 5,7%, a seguito del declino produttivo di alcuni giacimenti maturi nell'offshore adriatico (Porto Garibaldi/Agostino, Luna, Angela/Angelina).

La produzione di petrolio e condensati (30,6 milioni di barili) è diminuita di 0,7 milioni di barili, pari al 2,2%, a seguito dei declini produttivi dei giacimenti Villafortuna/Trecate e Aquila, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento di 3,9 milioni di barili realizzato in Val d'Agri a seguito dello sviluppo di giacimenti.

Al 31 gennaio 2004 la piattaforma "Naomi Pandora" e i relativi pozzi di produzione, al largo delle coste del Polesine, rimangono nello stato di sequestro preventivo disposto dal Tribunale di Rovigo. La perdita di produzione è di circa 2.400 boe/giorno.

■ Divisione Gas & Power

□ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2003 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 63,77 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,13 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari all'1,8%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (51,65 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'81% del totale (79,8% nel 2002) con un aumento di 1,68 miliardi di metri cubi, pari al 3,4%, riguardante essenzialmente le forniture dalla Norvegia (0,61 miliardi di metri cubi), dalla Russia (0,3 miliardi di metri cubi, a seguito dell'entrata a regime del contratto di fornitura stipulato nel 1996) e dalla Croazia (0,34 miliardi di metri cubi). L'aumento degli acquisti di GNL da "Altri" è connesso all'esecuzione del contratto di fornitura di gas alla società Iberdrola.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale (12,12 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato il 19% del totale approvvigionato (20,2% nel 2002) con una diminuzione di 0,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,84 miliardi di metri cubi (nel 2002 vi era stata una immissione di 1,43 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	12,46	11,73	(0,73)	(5,9)
Altra produzione nazionale Italia	0,21	0,39	0,18	85,7
Italia	12,67	12,12	(0,55)	(4,3)
Russia	18,62	18,92	0,30	1,6
Algeria	16,35	16,53	0,18	1,1
Paesi Bassi	7,55	7,41	(0,14)	(1,9)
Norvegia	4,83	5,44	0,61	12,6
Regno Unito	0,09	0,00	(0,09)	..
Croazia	0,31	0,65	0,34	109,7
Algeria GNL	1,92	1,98	0,06	3,1
Altri GNL	0,30	0,72	0,42	140,0
Eestero	49,97	51,65	1,68	3,4
Totale approvvigionamenti	62,64	63,77	1,13	1,8
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,43)	0,84	2,27	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,14)	(0,24)	(0,10)	71,4
Disponibilità per le vendite ⁽¹⁾	61,07	64,37	3,30	5,4

(1) Dal 2003 la Divisione Gas & Power è responsabile dell'attività di commercializzazione in Croazia di gas di acquisto svolta in precedenza dalla Divisione Exploration & Production. Al fine di consentire un confronto omogeneo, sono stati indicati i volumi acquistati e venduti nell'esercizio 2002.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Grossisti (aziende distributrici)	25,14	24,07	(1,07)	(4,3)
Industriali	12,92	11,83	(1,09)	(8,4)
Termoelettrico	12,48	15,03	2,55	20,4
Italia	50,54	50,93	0,39	0,8
Resto d'Europa	8,51	11,54	3,03	35,6
Vendite a terzi	59,05	62,47	3,42	5,8
Vendite a società controllate per autoconsumo	2,02	1,90	(0,12)	(5,9)
	61,07	64,37	3,30	5,4

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. 164/2000.

Nel 2003 le vendite di gas naturale (62,47 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 5,8%.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,39 miliardi di metri cubi, pari allo 0,8%, a seguito delle maggiori vendite al settore termoelettrico (+2,55 miliardi di metri cubi) e del clima più rigido di inizio anno, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite al settore industriale (-1,09 miliardi di metri cubi) e ai grossisti (-1,07 miliardi di metri cubi) dovuta all'azione della concorrenza.

Le vendite nel resto d'Europa (11,54 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,03 miliardi di metri cubi, pari al 35,6%, a seguito: (i) della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (+1,54 miliardi di metri cubi) e a Iberdrola (+0,7 miliardi di metri cubi); (ii) dello sviluppo dell'attività di commercializzazione nel Nord Europa (+0,6 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo² sono stati di 1,90 miliardi di metri cubi (2,02 miliardi nel 2002) riguardanti essenzialmente le forniture a EniPower (0,72 miliardi), nel segmento termoelettrico, a Polimeri Europa (0,31 miliardi) e al settore Refining & Marketing (0,24 miliardi di metri cubi) nel segmento industriale.

L'azione di marketing è proseguita con la valorizzazione della relazione multicanale; in particolare è stata completata nel 2003 l'attivazione del portale clienti e intensificata l'attività di integrazione tra i processi interni e i segmenti di clientela concentrando gli sforzi sui canali di contatto: Forza Vendita, Contact Center, Consulenza tecnica e Portale.

☒ Divisione Refining & Marketing

☐ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2003 sono state acquistate 60,22 milioni di tonnellate di petrolio (57,19 nel 2002), di cui 33,56 dal settore Exploration & Production, 17,06 dai paesi produttori con contratti a termine e 9,5 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 26% dall'Africa Occidentale, 21% dall'Africa Settentrionale, 20% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 9% dalla Russia, 7% dall'Italia e 6% da altre aree. Sono state commercializzate 31,7 milioni di tonnellate di petrolio³ con un incremento di 3,6 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 13%. Sono state inoltre acquistate 3,43 milioni di tonnellate di semilavorati (5,06 nel 2002) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 8,28 milioni di tonnellate di prodotti (9,08 nel 2002) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (5,25 milioni di tonnellate) e alla vendita sui mercati esteri (3,03 milioni di tonnellate).

(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.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa il 70% dell'intera produzione venduta di greggio e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società dello stesso settore 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.

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Produzione Eni estero	28,74	29,38	0,64	2,2
Produzione Eni nazionale	4,40	4,18	(0,22)	(5,0)
Totale produzione Eni	33,14	33,56	0,42	1,3
Contratti a termine	17,05	17,06	0,01	0,1
Acquisti spot	6,84	9,50	2,66	38,9
Acquisti da altre società/Divisioni Eni	0,16	0,10	(0,06)	..
	57,19	60,22	3,03	5,3

☐ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate a tempo ("time charter") e con 299 contratti spot. L'attività ha riguardato 23,7 milioni di tonnellate di petrolio (5,7 per conto terzi) e 15,8 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi (6,3 per conto terzi) con una diminuzione del 5% rispetto al 2002 dovuta ai minori volumi trasportati di petrolio e di prodotti destinati al sistema interno.

È proseguita l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto. I contratti "time charter" hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 4,5 anni l'età media della flotta impiegata con questi contratti (7,5 anni nel 2002).

☐ Raffinazione

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia (31,80 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,68 milioni di tonnellate, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dell'esecuzione degli accordi con la Erg connessi al conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%) della raffineria di Priolo (7,5 milioni di tonnellate a regime nel 2006). Le minori lavorazioni sulla raffineria di Gela a seguito delle fermate (nel terzo trimestre, per il prolungamento della fermata a causa dello sciopero dell'indotto, e nel quarto trimestre per il sequestro dei serbatoi disposto dalla Procura della Repubblica di Gela; v. la nota n. 14 "Altri conti d'ordine - Contenziosi - Ambiente" della nota integrativa al bilancio consolidato) e di Sannazzaro sono state compensate nel loro complesso dalle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Milazzo. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,09 milioni di tonnellate con una riduzione di 5 milioni di tonnellate, pari al 16,6%. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 99,6%, sostanzialmente in linea con il 2002. Il 34,8% del petrolio lavorato (9,9 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (39,4% nel 2002).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	30,09	25,09	(5,00)	(16,6)
Lavorazioni in conto terzi	(2,00)	(1,72)	0,28	(14,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi ⁽¹⁾	6,39	8,43	2,04	31,9
Lavorazioni in conto proprio	34,48	31,80	(2,68)	(7,8)
Consumi e perdite	(1,91)	(1,64)	0,27	(14,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	32,57	30,16	(2,41)	(7,4)
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,94	5,65	(0,29)	(4,9)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,56)	(5,16)	0,40	(7,2)
Prodotti venduti in Italia	32,95	30,65	(2,30)	(7,0)

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

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	12,72	12,31	(0,41)	(3,2)
Benzine	8,43	7,82	(0,61)	(7,2)
Olio combustibile	4,48	3,65	(0,83)	(18,5)
Cherosene	1,63	1,27	(0,36)	(22,1)
Virgin nafta	1,50	1,06	(0,44)	(29,3)
Basi lubrificanti	0,65	0,58	(0,07)	(10,8)
CPL	0,61	0,58	(0,03)	(4,9)
Altri	2,55	2,89	0,34	13,3
	32,57	30,16	(2,41)	(7,4)

☐ **Scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi**

L'Eni possiede 7,1 milioni di tonnellate di scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi, di cui circa 5,1 milioni sono a fronte dell'obbligo previsto dal D.P.R. 31 gennaio 2001, n. 22 la cui misura è determinata annualmente dal Ministero delle attività produttive.

☐ **Distribuzione di prodotti petroliferi***Vendite di prodotti petroliferi*

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Rete	10,00	8,99	(1,01)	(10,1)
Extrarrete	8,61	4,41	(4,20)	(48,8)
	18,61	13,40	(5,21)	(28,0)
Petrochimica	3,82	2,79	(1,03)	(27,0)
Altre vendite ⁽¹⁾	6,77	5,30	(1,47)	(21,7)
Vendite ad altre società/Divisioni dell'Eni in Italia	3,75	9,16	5,41	144,3
Vendite in Italia	32,95	30,65	(2,30)	(7,0)
Vendite a terzi estero	6,01	5,62	(0,39)	(6,5)
Vendite ad altre società dell'Eni all'estero	2,34	2,58	0,24	10,3
Vendite in Italia e all'estero	41,30	38,85	(2,45)	(5,9)

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

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,01 milioni di tonnellate, pari al 10%, a seguito essenzialmente della circostanza che nel maggio 2002 è divenuta operativa la Italiana Petroli SpA (IP) con il conferimento del ramo d'azienda costituito da circa 3 mila contratti di convenzionamento e alcune stazioni di servizio autostradali⁴, nonché delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio effettuate nell'esercizio, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalle maggiori vendite sugli impianti ad alto erogato. L'erogato medio è aumentato del 25,8% (da 1.922 a 2.418 mila litri). A struttura costante, la rete a marchio Agip incrementa la quota di mercato di 0,6 punti percentuali, passando dal 29,4% al 30%, anche a seguito del successo commerciale del "BluDiesel".

Al 31 dicembre 2003 la rete di distribuzione era costituita da 4.361 stazioni di servizio (di cui circa il 78% di proprietà) con una riduzione di 359 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuta alle cessioni ad altre compagnie petrolifere (281 unità) e

(4) Al 31 dicembre 2003 la rete IP è costituita da 2.929 unità, di cui 10 in concessione autostradale.

a retisti indipendenti (40 unità, contestualmente convenzionate con il marchio IP), alle chiusure (66 unità) e al saldo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (3 unità). Queste riduzioni sono state in parte compensate dalla realizzazione di 18 nuove stazioni di servizio e dall'acquisizione di 13.

Nel 2003 l'accelerazione del processo di rinnovo del parco auto in Italia a beneficio dei motori diesel ha determinato un aumento del peso delle vendite di gasolio sul totale dei carburanti che è passato dal 44% del 2002 a circa il 50% del 2003. In tale contesto, è stato confermato il successo sul mercato del nuovo gasolio a basso impatto ambientale BluDiesel commercializzato sulla rete Agip dalla fine del 2002 con un marchio differenziato. Il BluDiesel, prodotto ecologicamente avanzato introdotto sul mercato in largo anticipo rispetto ai tempi previsti dalla normativa dell'Unione Europea, è stato apprezzato dagli automobilisti per il miglioramento dell'efficienza, dei consumi nonché della pulizia del motore. Sono stati venduti 850 milioni di litri di BluDiesel, corrispondenti al 16% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete ordinaria e autostradale a marchio Agip e al 5,2% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano. A fine 2003 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano il BluDiesel sono circa 3.700 (circa 1.500 a fine dicembre 2002), pari a circa l'85% del totale.

Nel 2003 è proseguita la campagna promozionale "Alta Fedeltà". L'iniziativa, rivolta agli automobilisti che effettuano acquisti di carburanti presso le "Isole Fai da Te", prevede l'accumulo di punti elettronici che danno diritto in ragione dei punteggi raggiunti a uno sconto sull'acquisto di carburante. Le carte attive sono oltre 3,5 milioni; il volume di carburante venduto attraverso le carte è stato pari a circa il 25% dell'erogato complessivo dalle stazioni di servizio a marchio Agip.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	4,41	4,44	0,03	0,7
Benzina	5,27	4,30	(0,97)	(18,4)
GPL	0,30	0,24	(0,06)	(20,0)
Lubrificanti	0,02	0,01	(0,01)	(50,0)
	10,00	8,99	(1,01)	(10,1)
Numero stazioni di servizio	4.720	4.361		

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

A seguito del conferimento con efficacia 31 dicembre 2002 del ramo d'azienda costituito essenzialmente dalle attività commerciali per le vendite di carburanti e combustibili extrarete, dai centri agricoli, dai punti vendita marina, nonché da 90 persone, dal 1° gennaio 2003 tutte le vendite ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori sono effettuate dalla AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl) posseduta interamente dall'Eni. La Divisione Refining & Marketing fornisce esclusivamente alcuni grandi clienti integrati con la produzione e gestisce l'attività GPL, lubrificanti e prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,41 milioni di tonnellate) sono diminuite di 4,21 milioni di tonnellate rispetto al 2002 a seguito essenzialmente del conferimento citato (3,84 milioni di tonnellate) e, in misura minore, della flessione dei consumi nazionali di olio combustibile a seguito, essenzialmente, della riduzione della domanda nel settore termoelettrico per la progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (2,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,03 milioni di tonnellate, pari al 27%, a seguito essenzialmente delle minori disponibilità di prodotti dovute al conferimento della raffineria di Priolo e alle fermate della raffineria di Gela; le altre vendite (5,3 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,47 milioni di tonnellate, pari al 22%, a seguito essenzialmente del conferimento, con efficacia 31 dicembre 2002, del ramo d'azienda utility elettriche alla Raffineria di Gela Srl (0,98 milioni di tonnellate) e delle minori vendite a società petrolifere (0,15 milioni di tonnellate).

Le vendite ad altre società/Divisioni dell'Eni in Italia (9,16 milioni di tonnellate) sono aumentate di 5,41 milioni di tonnellate a seguito delle maggiori vendite: (i) all'AgipFuel SpA a seguito del conferimento del ramo di azienda (3,84 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela Srl per il fabbisogno della centrale termoelettrica (0,98 milioni di tonnellate); (iii) alla IP SpA (0,84 milioni di tonnellate). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite di olio combustibile MTZ a EniPower (0,24 milioni di tonnellate).

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2002	2003	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	508	515	7	1,4
Divisione Gas & Power	13	2	(11)	(84,6)
Divisione Refining & Marketing	398	401	3	0,8
Corporate	20	102	82	410,0
	939	1.020	81	8,6

Gli investimenti della Divisione Exploration & Production (515 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (429 milioni di euro; 418 milioni nel 2002) e l'attività esplorativa (69 milioni di euro; 66 milioni nel 2002). Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione dei lavori per il completamento del programma di perforazione e la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri; (ii) l'avvio dello sviluppo del giacimento onshore Miglianico; (iii) la prosecuzione della realizzazione delle piattaforme per la messa in produzione dei giacimenti Naide, Tea, Arnica e Lavanda nell'offshore Adriatico; (iv) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Arianna, Armida, Barbara, Clara West e Regina a gas e Villafortuna a olio). Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato principalmente l'offshore del Mar Ionio e del Mare Adriatico, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree onshore dell'Italia Centro Meridionale e della Sicilia. Sono stati perforati 8 pozzi esplorativi (7 nel 2002), di cui 4 mineralizzati a gas. L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i pozzi a gas: (i) Annamaria 2 (Eni 90%) completato lungo la linea mediana tra l'Italia e la Croazia; (ii) Elettra 2 (Eni 100%) perforato nell'offshore Adriatico; (iii) Panda W-1 perforato nell'offshore siciliano al largo della costa di Agrigento dove nel 2002 era stato perforato il pozzo a gas Panda 1 (Eni 37,5%); (iv) Capparuccia 1 perforato nel permesso di Ponzano di Fermo nell'onshore marchigiano (Eni 100%).

Nella Divisione Refining & Marketing gli investimenti tecnici ammontano a 401 milioni di euro (398 milioni nel 2002) e hanno riguardato: (i) la raffinazione (184 milioni di euro) e la logistica (19 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (173 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento, la costruzione e l'acquisto di nuovi impianti (95 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (15 milioni di euro); (iii) il GPL (11 milioni di euro) e l'informatica (3 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 56 milioni di euro (14% del totale).

Nella Corporate gli investimenti ammontano a 102 milioni di euro (20 milioni di euro nel 2002) e riguardano l'informatica (54 milioni di euro) e il progetto EST - Eni Slurry Technology (48 milioni di euro).

□ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi di ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 159 milioni di euro (85 milioni di euro nel 2002), di cui 47 milioni riferiti alla Divisione Exploration & Production, 32 milioni alla Divisione Refining & Marketing e 80 milioni alla Corporate riguardanti in particolare il progetto Eni Slurry Technology⁵ (48 milioni di euro) e il concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo. Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(5) Riguarda la realizzazione presso la raffineria di Taranto dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno che utilizza la tecnologia EST finalizzata al soddisfacimento della crescente domanda di upgrading di greggi pesanti e di trasformazione e valorizzazione dei residui di raffinazione.

□ Cessioni/Conferimenti di beni e rami di azienda

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2003 sono state effettuate diverse cessioni di rami d'azienda e di asset; si indicano di seguito quelle più rilevanti:

Cessioni di stazioni di servizio. Nel 2003 sono stati stipulati gli atti di vendita a retisti indipendenti e a compagnie petrolifere di 917 stazioni di servizio; nel periodo intercorrente tra la stipula del contratto preliminare e quella del definitivo, gli acquirenti sono stati immessi nel possesso delle stazioni di servizio in forza di un contratto di affitto oppure di accordi di convenzionamento gratuito. Il corrispettivo complessivo ammonta a 216 milioni di euro con una plusvalenza di 177 milioni di euro.

Cessione del ramo d'azienda Tanker. Nell'ambito della strategia di concentrazione nel core business, è stato ceduto alla Carbofin Energia Trasporti il ramo d'azienda Tanker costituito da: (i) due petroliere a doppio scafo (Eco Europa ed Eco Africa); (ii) due petroliere portaprodotto (Agip Napoli e Agip Palermo); (iii) il contratto di gestione di 4 navi metaniere di proprietà della LNG Shipping SpA (100% Eni) della durata residua di 8 anni e mezzo; (iv) il contratto di gestione della nave FPSO "Nan Hai Fa Xian" nell'offshore cinese; (v) due contratti di noleggio con la Divisione Refining & Marketing dell'Eni; (vi) 195 persone, di cui 163 marittimi. Il corrispettivo della cessione ammonta a 52 milioni di euro con una plusvalenza di 42 milioni di euro.

Conferimenti. È stato conferito alla Energy Maintenance Services SpA (Saipem 50,01%; Eni 49,99%), con efficacia 1° agosto 2003, il ramo di azienda costituito essenzialmente dalle attività di manutenzione degli impianti di produzione nazionali della Divisione Exploration & Production, nonché da 130 persone. Il valore attribuito al ramo d'azienda ammonta a 4 milioni di euro; la plusvalenza ammonta a 3 milioni di euro.

■ Commento ai risultati economico-finanziari

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2003 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 2.850 milioni di euro, con un decremento di 1.030 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente dovuto principalmente: (i) alla riduzione dei proventi straordinari netti di 1.015 milioni di euro connessa, in particolare, alla circostanza che nell'esercizio 2002 venne rilevato il maggior valore della partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia SpA (1.055 milioni di euro) a seguito della revisione dei valori di stima del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" effettuata dal Consiglio di Amministrazione della società⁶; (ii) all'aumento delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (987 milioni di euro) dovuto in particolare all'incremento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche, a seguito del maggior valore dei beni connesso alla rivalutazione (L. 342/2000), e degli stanziamenti eccedenti al fondo svalutazione partecipazioni; (iii) alla circostanza che nell'esercizio 2002 l'AgipPetroli SpA, incorporata dall'Eni con effetto economico dal 1° gennaio 2002, distribuì un dividendo di 452 milioni di euro a valere sull'utile conseguito nel 2001; (iv) al peggioramento del saldo oneri e proventi finanziari (183 milioni di euro) dovuto essenzialmente all'aumento dell'indebitamento finanziario netto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (1.552 milioni di euro)⁷ dovuto essenzialmente alle minori svalutazioni di 1.159 milioni di euro, in particolare nell'Eni Investments Plc (640 milioni di euro) e nell'Eni Exploration BV (579 milioni di euro); (ii) dall'aumento dell'utile operativo di 66 milioni di euro dovuto in particolare all'incremento registrato dalle Divisioni Refining & Marketing (R&M) (249 milioni di euro) e Gas & Power (G&P) (14 milioni di euro), in parte assorbito dalla riduzione registrata dalle Divisioni Exploration & Production (E&P) (118 milioni di euro) e Corporate (79 milioni di euro).

□ Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Pro-forma 2001 ⁽¹⁾	2002	2003	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	31.074	28.283	29.006	723
Altri ricavi e proventi	426	425	294	(131)
Ricavi totali	31.500	28.708	29.300	592
Costi operativi	(25.160)	(24.791)	(25.339)	(548)
Margine operativo lordo	6.340	3.917	3.961	44
Ammortamenti e svalutazioni	(1.192)	(903)	(881)	22
Utile operativo	5.148	3.014	3.080	66
Proventi (oneri) finanziari netti	95	163	(20)	(183)
Proventi (oneri) su partecipazioni netti	(13)	275	1.375	1.100
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.230	3.452	4.435	983
Proventi straordinari netti	1.563	1.118	103	(1.015)
Utile prima delle imposte	6.793	4.570	4.538	(32)
Imposte sul reddito	(941)	(575)	(586)	(11)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.144)	(115)	(1.102)	(987)
Utile netto	4.708	3.880	2.850	(1.030)

(1) Il conto economico pro-forma 2001 è stato redatto assumendo l'incorporazione nell'Eni delle società AgipPetroli, Snam, Somicem e Mixoil con efficacia 1° gennaio 2002 (v. il "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio 2002 dell'Eni SpA).

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	3.813	2.780	2.641	(139)
Divisione G&P	13.676	11.396	11.893	497
Divisione R&M	17.123	16.662	16.895	233
Corporate	39	31	201	170
Elisioni	(3.577)	(2.586)	(2.624)	(38)
	31.074	28.283	29.006	723

(6) Il conferimento è stato effettuato nell'esercizio 2001; in relazione alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/2002, che ha ridotto sensibilmente le tariffe di stoccaggio di gas naturale e contro la quale è stato presentato ricorso, prudenzialmente la rilevazione del maggior valore del ramo d'azienda conferito rispetto al valore di iscrizione è stato rinviato al momento della revisione dei valori di stima da parte del Consiglio di Amministrazione della Stoccaggi Gas Italia SpA avvenuta nel 2002 (v. il commento alla voce "Proventi straordinari netti" del "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio 2002 dell'Eni SpA).

(7) Escluso il dividendo distribuito dall'AgipPetroli nel 2002.

I ricavi della Divisione E&P⁸ (2.641 milioni di euro) sono diminuiti di 139 milioni di euro, pari al 5%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di gas naturale di 1,57 miliardi di metri cubi (da 13,30 a 11,73) dovuta al declino naturale di campi maturi nonché al trasferimento alla Divisione G&P, con effetto dal 1° gennaio 2003, dei contratti di commercializzazione di gas d'acquisto (0,7 miliardi di metri cubi nel 2002, con un impatto di 98 milioni di euro); (ii) della diminuzione del prezzo del greggio (-7%) dovuta all'effetto di apprezzamento dell'euro sul dollaro (+19,6%), solo in parte assorbito dall'incremento delle quotazioni dei greggi di riferimento. Questi fattori negativi sono in parte compensati dall'aumento dei prezzi di vendita del gas naturale (+6%) per effetto del positivo andamento dei parametri energetici di riferimento, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi della Divisione G&P (11.893 milioni di euro) aumentano di 497 milioni di euro, pari al 4,4%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi di gas venduti in Europa (3,6 miliardi di metri cubi, pari al 5,9%, di cui 0,3 miliardi di metri cubi derivanti da contratti gestiti nel 2002 dalla Divisione E&P) e delle maggiori vendite al settore termoelettrico; (ii) dell'aumento dei prezzi medi dovuto all'andamento dei parametri energetici di riferimento, parzialmente assorbito dalle riduzioni connesse agli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e ai rinnovi contrattuali (in particolar modo ai clienti grossisti). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al rispetto dei tetti sul mercato italiano fissati dal D.Lgs. n. 164/2000; (ii) dalla circostanza che nel 2002 vennero venduti alla Stoccaggi Gas Italia i volumi di gas in precedenza acquistati dalla stessa per far fronte alla domanda del mercato nei mesi di gennaio e febbraio (126 milioni di euro).

I ricavi della Divisione R&M (16.895 milioni di euro) aumentano di 233 milioni di euro, pari all'1,4%, a seguito essenzialmente: (i) della crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (+18,9% e +24,4%, rispettivamente la benzina e il gasolio), i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dei maggiori volumi di greggio commercializzato (+3,6 milioni di tonnellate, pari al 12,8%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti (2,45 milioni di tonnellate, pari al 5,9%) - anche per la minore disponibilità di prodotti dovuta al conferimento della raffineria di Priolo alla Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%) e delle fermate della raffineria di Gela - che ha riguardato in particolare: (i) la petrolchimica e le società petrolifere in Italia e all'estero; (ii) il mercato extrarete a seguito della riduzione dei consumi nazionali di olio combustibile.

I ricavi della Corporate (201 milioni di euro) aumentano di 170 milioni di euro a seguito degli addebiti effettuati alle Divisioni per le prestazioni fornite dalle funzioni centralizzate (in particolare informatica, telecomunicazioni, gestione del personale e approvvigionamenti di beni e servizi).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 294 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	111	86	90	4
Proventi da derivati su merci	60	64	57	(7)
Utilizzo fondi rischi e oneri diversi	62	42	38	(4)
Utilizzo fondo svalutazione crediti		46	16	(30)
Risarcimento danni	33	21	15	(6)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	81	75	13	(62)
Contributi a fondo perduto	24	17	6	(11)
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		10		(10)
Altri proventi	55	64	59	(5)
	426	425	294	(131)

Le locazioni, affitti e noleggi di 90 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-stores) (65 milioni di euro), i proventi da affitto di impianti di distribuzione alla Italiana Petroli SpA (100% Eni) e del ramo d'azienda "attività logistiche" alle società Petrolig Srl (70% Eni) e Petroven Srl (68% Eni) (19 milioni di euro).

(8) I prezzi di trasferimento del greggio alla Divisione R&M e del gas alla Divisione G&P sono regolati alle normali condizioni di mercato.

L'utilizzo fondo rischi e oneri diversi di 38 milioni di euro riguarda l'utilizzo di fondi eccedenti, in particolare: (i) il fondo relativo agli oneri derivanti dall'accordo per il rinnovo dei contratti con i gestori della rete ordinaria (9 milioni di euro); (ii) il fondo costituito a fronte di penali per trasporto e stoccaggio gas (9 milioni di euro); (iii) il fondo relativo agli oneri per gli impianti in concessione (4 milioni di euro); (iv) il fondo a fronte degli oneri connessi alla riduzione delle tariffe sulle vendite di gas naturale (4 milioni di euro).

Gli altri proventi di 59 milioni di euro riguardano principalmente l'addebito a società del Gruppo e a terzi di costi sostenuti nel loro interesse.

Costi operativi

I costi operativi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	808	834	726	(108)
Divisione G&P	11.239	9.712	10.123	411
Divisione R&M	15.741	15.996	16.169	173
Corporate	164	166	356	190
Elisioni	(3.588)	(2.597)	(2.623)	(26)
	24.364	24.111	24.751	640
Costo lavoro	796	680	588	(92)
	25.160	24.791	25.339	548

La diminuzione registrata dalla Divisione E&P di 108 milioni di euro, pari al 12,9%, è dovuta principalmente: (i) al trasferimento alla Divisione G&P, con effetto dal 1° gennaio 2003, dei contratti di commercializzazione di gas di acquisto; (ii) alla circostanza che nell'esercizio 2002 vennero trasferite alle Divisioni G&P e R&M le giacenze di prodotti finiti al 31 dicembre 2002 (26 milioni di euro); (iii) al minor stanziamento al fondo smantellamento e ripristino siti (16 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi e degli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 e dall'incremento del volume dei servizi resi da contrattisti in relazione a interventi sui pozzi finalizzati a sostenere la produzione (11 milioni di euro).

I costi operativi della Divisione G&P (10.123 milioni di euro) aumentano di 411 milioni di euro, pari al 4,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi medi di acquisto del gas a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento, i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dell'aumento dei volumi di gas acquistati (1,44 miliardi di metri cubi); (iii) dei prelievi di gas stoccato al 31 dicembre 2002 (2,3 miliardi di metri cubi) per far fronte all'aumento dei volumi venduti; (iv) del trasferimento dalla Divisione E&P dei contratti di commercializzazione di gas d'acquisto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto (136 milioni di euro comprensivi delle penali dovute) della compravendita di gas naturale con Stoccaggi Gas Italia effettuata nel 2002 (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

I costi operativi della Divisione R&M (16.169 milioni di euro) aumentano di 173 milioni di euro, pari all'1,1%, a seguito principalmente dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +15,5%) e degli oneri ambientali (18 milioni di euro), in parte compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dai minori volumi di semilavorati acquistati, anche a seguito del conferimento della raffineria di Priolo e delle fermate della raffineria di Gela.

I costi operativi della Corporate (356 milioni di euro) aumentano di 190 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'accantonamento delle attività informatiche e di telecomunicazione, di gestione del personale, nonché delle attività di approvvigionamenti di beni e servizi e tributarie, i cui costi sono in parte addebitati alle Divisioni dell'Eni.

Costo lavoro

Il costo lavoro (588 milioni di euro) è diminuito di 92 milioni di euro, pari al 13,5%, a seguito essenzialmente della riduzione della forza media dovuta, in particolare, ai conferimenti effettuati dalla Divisione R&M nel dicembre 2002 della raffineria di Gela alla Raffineria di Gela SpA (100% Eni) e nell'ottobre 2002 della raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni), nonché ai conferimenti di rami d'azienda a società del Gruppo.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è analizzato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2001	2002	2003	Variazione
Dirigenti	446	455	476	21
Quadri	2.674	2.549	2.698	149
Impiegati	5.849	4.608	4.752	144
Operai	3.489	1.956	1.679	(277)
Marittimi	326	143		(143)
	12.784	9.711	9.605	(106)

Divisioni	2001	2002	2003	Variazione
E&P	3.554	3.313	3.290	(23)
G&P	901	748	593	(155)
R&M	7.634	4.611	4.372	(239)
Corporate	695	1.039	1.350	311
	12.784	9.711	9.605	(106)

L'aumento del personale in servizio della Corporate (311 unità) è dovuto all'accentramento delle risorse della Divisione R&M dedicate alle attività informatiche e di telecomunicazione, di gestione del personale, nonché alle attività di approvvigionamento beni e servizi e tributarie.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	469	446	473	27
Divisione G&P	312	33	30	(3)
Divisione R&M	392	401	311	(90)
Corporate	3	20	67	47
Totale ammortamenti	1.176	900	881	(19)
Svalutazioni	16	3		(3)
	1.192	903	881	(22)

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 881 milioni di euro registrano una diminuzione di 22 milioni di euro, in particolare:

- l'incremento degli ammortamenti della Divisione E&P di 27 milioni di euro, pari al 6,1%, è dovuto principalmente all'aumento degli ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in produzione di nuovi investimenti in Val d'Agri e a interventi sui pozzi di coltivazione per ottimizzare lo sfruttamento dei giacimenti dell'offshore adriatico;
- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione R&M di 90 milioni di euro è dovuta essenzialmente ai conferimenti delle raffinerie di Gela e Priolo effettuati nell'esercizio 2002, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti degli impianti autostradali a seguito del riallineamento della vita utile dei medesimi alla durata delle concessioni (11 milioni di euro);
- l'aumento degli ammortamenti registrato dalla Corporate di 47 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'ammortamento integrale dei costi del progetto Eni Slurry Technology (48 milioni di euro; 12 milioni di euro nel 2002) e ai maggiori ammortamenti connessi all'acquisto di licenze software per lo sviluppo dei sistemi informativi aziendali.

Utile operativo

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Divisione E&P	2.399	1.418	1.300	(118)
Divisione G&P	2.122	1.722	1.736	14
Divisione R&M	795	108	357	249
Corporate	(168)	(234)	(313)	(79)
	5.148	3.014	3.080	66

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.300 milioni di euro registra una diminuzione di 118 milioni di euro, pari all'8,3%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione dei volumi venduti di gas naturale (-1,57 miliardi di metri cubi); (ii) alla diminuzione del prezzo del greggio (-7%) dovuta all'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (iii) all'incremento degli ammortamenti. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento dei prezzi di vendita del gas naturale e dalla rilevazione del "profit in stock"⁹ sulle cessioni di gas naturale alla Divisione G&P.

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.736 milioni di euro registra un aumento di 14 milioni di euro, pari allo 0,1%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini connesso all'effetto positivo dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, in parte assorbito dalla riduzione strutturale dei prezzi medi di vendita connessa ai rinnovi contrattuali; (ii) all'incremento dei volumi venduti di gas naturale (3,6 miliardi di metri cubi, pari al 5,9%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita, per la maggiore incidenza delle vendite in Europa; (ii) dal minore utilizzo (67 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri divenuti eccedenti.

L'utile operativo della Divisione R&M di 357 milioni di euro registra un aumento di 249 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) al miglioramento del risultato dell'attività di raffinazione connesso principalmente alla ripresa dei margini (+1,85 dollari/barile il margine sul Brent), i cui effetti sono stati in parte attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) all'aumento del risultato dell'attività commerciale; (iii) ai minori costi derivanti dalle razionalizzazioni; (iv) all'utilizzo della riserva Lifo connessa alla riduzione delle scorte (37 milioni di euro), il cui effetto è stato in parte assorbito dalla circostanza che nel 2002 venne effettuata una ripresa di valore delle scorte (13 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti da: (i) l'impatto delle minori lavorazioni per le fermate delle raffinerie di Taranto e Sannazzaro, che non hanno consentito di cogliere interamente il favorevole andamento dello scenario del primo trimestre, e della raffineria di Gela, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Milazzo, Venezia e Taranto (nella seconda metà dell'anno); (ii) i maggiori oneri ambientali (18 milioni di euro); (iii) gli effetti del conferimento, effettuato nel dicembre 2002, del ramo d'azienda dell'attività commerciale per la vendita di carburanti e combustibili extrarete alla società Atriplex Srl, ora AgipFuel SpA (100% Eni).

La perdita operativa della Corporate registra un aumento di 79 milioni di euro dovuto essenzialmente ai maggiori ammortamenti (36 milioni di euro) dei costi del progetto Eni Slurry Technology e ai maggiori ammortamenti, nonché all'accentramento di attività in precedenza svolte dalle Divisioni, in parte addebitate alle stesse.

Oneri finanziari netti

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Proventi (oneri) finanziari netti	3	63	(79)	(142)
Svalutazione crediti per interessi	(3)	(6)	(5)	1
Commissioni per servizi finanziari	26	36	33	(3)
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	23	28	19	(9)
Interessi su CCT	37	14	6	(8)
Proventi netti su derivati		6	5	(1)
Proventi netti da differenze cambio	7	22	1	(21)
Plusvalenze da alienazione CCT	2			
	95	163	(20)	(183)

Gli oneri finanziari netti (20 milioni di euro) aumentano di 183 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 1.965 milioni di euro, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla flessione dei tassi di interesse (Euribor, -1 punto percentuale).

(9) Quando nella Divisione G&P si verifica un aumento delle giacenze, l'utile interno conseguito dalla Divisione E&P, per la parte riferita all'incremento delle giacenze ad essa attribuibile, viene eliminato per essere rilevato (c.d. "profit in stock") solo quando le rimanenze della Divisione G&P si riducono per effetto delle vendite.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Dividendi	2.291	2.129	2.079	(50)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi	104	16	7	(9)
Totale proventi	2.395	2.145	2.086	(59)
Svalutazioni e perdite	(2.408)	(1.870)	(711)	1.159
	(13)	275	1.375	1.100

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.717	1.327	1.280	(47)
Stoccaggi Gas Italia SpA			431	431
Snam Rete Gas SpA		109	187	78
Saipem SpA	11	24	27	3
Ecofuel SpA	20	45	22	(23)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25	26	22	(4)
Sofid SpA	17	22	20	(2)
LNG Shipping SpA			18	18
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)		20	12	(8)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd			11	11
AgipPetroli SpA	121	452		(452)
Italgas SpA	25	26		(26)
EniPower SpA		16		(16)
Snamprogetti SpA	18	11		(11)
Snam SpA	295			
Altre	42	51	49	(2)
	2.291	2.129	2.079	(50)
Plusvalenze e altri proventi				
Saras SpA - Raffinerie Sarde	45			
Nuovo Pignone Holding SpA	43			
Snam International Holding AG	12			
Altre	4	16	7	(9)
	104	16	7	(9)
Totale proventi	2.395	2.145	2.086	(59)

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	1.635	303	230	(73)
Polimeri Europa SpA		88	217	129
Albacom SpA	203	37	128	91
Eni Investments Plc	43	742	102	(640)
Consorzio SET (Sviluppo Elettrico Trecate)		1	17	16
Eurosolare SpA	3	21	5	(16)
Eni Exploration BV	403	579		(579)
Eni Portugal Investment SpA	82	84		(84)
Singea SpA (in liquidazione)	19			
Altre	20	15	12	(3)
Totale oneri	2.408	1.870	711	(1.159)

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Proventi straordinari				
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	1.731	263	229	(34)
Iscrizione maggior valore su Stoccaggi Gas Italia SpA		1.055		(1.055)
Plusvalenze da collocamento azioni Snam Rete Gas	101			
Altri proventi:				
- cancellazione multa Antitrust	112			
- contributi a fondo perduto	48			
- altri	25	30	27	(3)
Totale proventi straordinari	2.017	1.348	256	(1.092)
Oneri straordinari				
Stanziamenti al fondo rischi e oneri	(293)	(76)	(64)	12
Minusvalenze	(27)	(78)	(49)	29
Incentivazione all'esodo del personale	(50)	(29)	(29)	
Oneri da collocamento azioni Snam Rete Gas	(61)			
Altri	(23)	(47)	(11)	36
Totale oneri straordinari	(454)	(230)	(153)	77
Proventi straordinari netti	1.563	1.118	103	(1.015)

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (229 milioni di euro) riguardano essenzialmente le cessioni di rami d'azienda, costituiti prevalentemente da stazioni di servizio (177 milioni di euro) e dall'attività "Marittimo" (42 milioni di euro) (v. "Andamento operativo").

Gli altri proventi straordinari (27 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli addebiti alla Autostrade SpA di costi di investimento sostenuti su impianti devoluti per scadenza delle concessioni autostradali (18 milioni di euro).

Gli stanziamenti al fondo rischi e oneri (64 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri futuri della Divisione R&M (58 milioni di euro), in particolare di natura ambientale, su siti dismessi e da dismettere relativi principalmente alle ex-raffinerie di Rho, La Spezia e Bari, nonché oneri futuri sulla raffineria di Priolo in relazione alle garanzie rilasciate all'atto del conferimento, effettuato nell'ottobre 2002, alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni).

Le minusvalenze di 49 milioni di euro riguardano gli oneri per la devoluzione delle aree di servizio autostradali in concessione.

Imposte sul reddito

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Imposte correnti				
- Irpeg	(584)	(1.131)	(607)	524
- Irap	(185)	(162)	(119)	43
- imposta sostitutiva	(358)	(151)	(89)	62
- crediti d'imposta	326	354	141	(213)
Totale	(801)	(1.090)	(674)	416
Imposte differite	2	(81)	(93)	(12)
Imposte anticipate	(142)	395	108	(287)
Utilizzo fondo imposte differite eccedente		201	73	(128)
Totale	(140)	515	88	(427)
	(941)	(575)	(586)	(11)

Le imposte correnti di 674 milioni di euro diminuiscono di 416 milioni di euro rispetto all'esercizio 2002 per effetto essenzialmente: (i) delle maggiori rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie, in particolare connesse alla deducibilità degli ammortamenti calcolati sulla rivalutazione (306 milioni di euro); (ii) delle minori svalutazioni di partecipazioni la cui deducibilità è differita per quote costanti in cinque esercizi secondo quanto previsto dal decreto legge n. 209/2002 (216 milioni di euro); (iii) del recupero di un quinto delle svalutazioni di partecipazioni la cui deducibilità è stata rinviata nell'esercizio 2002 a norma del predetto decreto (110 milioni di euro); (iv) di minori svalutazioni di partecipazioni totalmente indeducibili (87 milioni di euro); (v) della minor imposta sostitutiva corrisposta per l'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati e per la cessione di rami d'azienda (62 milioni di euro); (vi) della riduzione di 2 punti percentuali dell'aliquota Irpeg (38 milioni di euro); (vii) dell'utilizzo del fondo imposte risultato eccedente a seguito della conclusione positiva del contenzioso relativo all'incorporata Agip SpA di cui si dà informazione nella nota integrativa (30 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dai minori proventi non imponibili conseguiti rispetto all'esercizio precedente, fra i quali in particolare il maggior valore attribuito alla partecipazione nella Stoccaggi Gas Italia di 1.055 milioni di euro (358 milioni di euro); (ii) dal minor beneficio della Dual income tax (70 milioni di euro).

I commenti all'imposta sostitutiva, alle imposte differite e anticipate, nonché all'aliquota teorica, sono indicati nella nota integrativa al bilancio di esercizio (nota n. 21).

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (1.102 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)	2001	2002	2003	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(1.264)	(282)	(815)	(533)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti stanziati in esercizi precedenti ⁽¹⁾	74	224	9	(215)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti per cessioni, radiazioni e conferimenti ⁽¹⁾	19	147	24	(123)
Stanziamiento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente		(203)	(303)	(100)
Stanziamiento al fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili eccedente	29	(1)	(1)	
Stanziamiento al fondo svalutazione crediti eccedente	(2)		(16)	(16)
	(1.144)	(115)	(1.102)	(987)

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, ovvero a fronte di cessioni, radiazioni e conferimenti.

L'aumento degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (533 milioni di euro) è dovuto al maggior valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali iscritto in bilancio a seguito della rivalutazione, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dal completamento dell'ammortamento fiscale dei beni.

Lo stanziamento al fondo svalutazione partecipazioni eccedente (303 milioni di euro, al netto dei rigiri) riguarda la svalutazione dell'Eni Exploration BV (280 milioni di euro), dell'Eni Investment Plc (45 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment SpA (34 milioni di euro). Il rigiro del fondo svalutazione partecipazioni eccedente riguarda la Syndial SpA (56 milioni di euro)¹⁰.

Gli ammortamenti anticipati ammontano a 281 milioni di euro (259 milioni di euro nel 2002). In conformità a quanto chiarito dall'Amministrazione finanziaria nelle istruzioni al modello della dichiarazione dei redditi delle società di capitali relativo al 1997 (modello 760/98), la costituzione della riserva in sospensione di imposta, chiesta dalla legge per la deducibilità degli ammortamenti anticipati, viene proposta all'Assemblea mediante riclassifica di corrispondente ammontare della riserva disponibile.

□ Stato patrimoniale

(milioni di €)	31.12.2002	31.12.2003	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	281	295	14
Immobilizzazioni materiali	4.883	4.766	(117)
Partecipazioni	17.877	21.124	3.247
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	23	21	(2)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(302)	(415)	(113)
	22.762	25.791	3.029
Capitale di esercizio netto	3.257	3.500	243
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(142)	(158)	(16)
Capitale investito netto	25.877	29.133	3.256
Patrimonio netto ⁽¹⁾	23.659	24.402	743
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.610	1.409	(201)
Indebitamento finanziario netto	608	3.322	2.714
Coperture	25.877	29.133	3.256

(1) Nello stato patrimoniale il valore di iscrizione di n. 230.568.453 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2003 di 3.164 milioni di euro (n. 206.637.561 al 31 dicembre 2002 per un costo di 2.838 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali è la seguente:

(milioni di €)	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2002	4.883	281	5.164
Investimenti	799	221	1.020
Ammortamenti e svalutazioni	(686)	(202)	(888)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(215)	(5)	(220)
Altre variazioni	(15)		(15)
Saldo al 31 dicembre 2003	4.766	295	5.061

Notizie sugli investimenti effettuati e sui conferimenti/cessioni di rami d'azienda sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

(10) Con la Risoluzione n. 146/E del 15 maggio 2002 l'Agenzia delle entrate ha affermato la deducibilità delle svalutazioni delle partecipazioni immobilizzate anche soltanto in base al criterio di cui all'art. 2426, ultimo comma, del codice civile che consente di operare rettifiche di valore esclusivamente in applicazione di norme tributarie e, quindi, anche in misura eccedente quella rappresentata dalla prevista perdita durevole di cui al numero 3 dello stesso articolo. Le svalutazioni eccedenti rappresentano la differenza tra la misura massima fiscalmente deducibile applicando il criterio di cui all'art. n. 61 del D.P.R. 917/1986 e la perdita durevole di valore determinata applicando il criterio di cui all'art. 2426, 1° comma, n. 3.

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.124 milioni di euro) aumentano di 3.247 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)

Partecipazioni al 31 dicembre 2002		17.877
Incrementi per acquisti, conferimenti e interventi sul capitale		
Italgas SpA	2.569	
Unión Fenosa Gas SA	442	
Eni Exploration BV	387	
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	367	
Eni International BV	222	
Servizi Aerei SpA	14	
Altre	31	4.032
Decrementi per cessioni		
Snam Rete Gas SpA ⁽¹⁾	(31)	
Territorio e Impresa SpA	(21)	
Esa SpA	(12)	
Eurosolare SpA	(12)	
Altre	(9)	(85)
Svalutazioni e perdite		
Polimeri Europa Srl	(217)	
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	(230)	
Albacom SpA	(128)	
Eni Investments Plc	(102)	
Consorzio SET	(17)	
Altre	(9)	(703)
Riprese di valore		
Altre		3
Partecipazioni al 31 dicembre 2003		21.124

(1) Riguardano n. 12.556.930 azioni assegnate gratuitamente (bonus share) ai sottoscrittori delle azioni Snam Rete Gas che hanno conservato la titolarità ininterrotta per 18 mesi (n. 10 azioni ogni 100).

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2003, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni", che fa parte integrante della nota integrativa.