

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	309	1.171	976	552	940	3.948
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	255	1.072	1.022	498	936	3.783
Acquisizioni				86		86
Revisioni di precedenti stime	21	51	59	52	153	336
Miglioramenti di recupero		15	16			31
Estensioni e nuove scoperte	6	32	28		214	280
Produzione	(30)	(90)	(87)	(86)	(64)	(357)
Cessioni				(21)		(21)
Riserve al 31.12.2003	252	1.080	1.038	529	1.239	4.138
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)
Riserve al 31.12.2004	225	993	1.056	450	1.284	4.008

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	159.716	155.987	26.210	53.567	87.942	483.422
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	149.929	157.531	43.414	53.767	122.861	527.502
Acquisizioni	295			12.041	212	12.548
Revisioni di precedenti stime	(21.753)	(3.469)	4.873	3.923	9.197	(7.229)
Estensioni e nuove scoperte	2.387	6.847		10	2.826	12.070
Produzione	(12.892)	(6.087)	(1.390)	(6.490)	(7.795)	(34.654)
Cessioni				(310)		(310)
Riserve al 31.12.2003	117.966	154.822	46.897	62.941	127.301	509.927
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200
Miglioramenti di recupero			289			289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)
Riserve al 31.12.2004	108.124	182.715	48.965	58.089	124.127	522.020

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364

(a) I dati al 31 dicembre 2001, 2002, 2003 e 2004 comprendono rispettivamente, 20.618, 22.065, 21.144 e 20.875 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2002, 2003 e 2004 includono i pagamenti annuali che la Divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopra citate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello *Statement of Financial Accounting Standard* n. 69. Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe dell'Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
(milioni di euro)						
31.12.2002						
Entrate di cassa future	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	25.687	27.563	19.741	13.374	19.731	106.096
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	16.802	15.399	8.421	5.776	14.138	60.536
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.331	7.988	4.887	4.199	8.075	34.480
31.12.2003						
Entrate di cassa future	24.641	36.484	25.074	19.590	28.505	134.294
Costi futuri di produzione	(3.879)	(7.868)	(5.847)	(5.458)	(4.763)	(27.815)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.080)	(3.762)	(2.005)	(1.084)	(2.575)	(11.506)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	18.682	24.854	17.222	13.048	21.167	94.973
Imposte sul reddito future	(6.113)	(10.296)	(8.979)	(7.614)	(6.073)	(39.075)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.569	14.558	8.243	5.434	15.094	55.898
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.056)	(6.646)	(3.130)	(1.872)	(7.930)	(24.634)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.513	7.912	5.113	3.562	7.164	31.264
31.12.2004						
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	22.737	29.063	19.858	13.934	24.888	110.480
Imposte sul reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.138	17.576	8.909	5.110	18.152	64.885
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.132	9.984	5.642	3.760	8.740	37.258

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2002, 2003 e 2004.

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Valore all'inizio dell'esercizio	26.771	34.480	31.264
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.064)	(10.144)	(12.172)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	18.936	(1.050)	13.031
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.810	1.855	2.806
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.697)	(3.576)	(3.437)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.287	4.864	4.229
- revisioni delle quantità stimate	1.715	2.348	1.658
- effetto dell'attualizzazione	4.279	5.585	5.328
- variazione netta delle imposte sul reddito	(9.318)	105	(4.805)
- acquisizioni di riserve	387	1.488	
- cessioni di riserve	(646)	(222)	(727)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(980)	(4.469)	83
Saldo aumenti (diminuzioni)	7.709	(3.216)	5.994
Valore alla fine dell'esercizio	34.480	31.264	37.258

relazione della società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156
DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**Agli Azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2004. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2002. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 26 aprile 2004. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2002, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni SpA al 31 dicembre 2004 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del gruppo.

Roma 21 aprile 2005

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

andamento operativo

■ Divisione Exploration & Production

□ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2004 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA sono 761 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione di 87 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2003, pari al 10%.

Riserve certe di idrocarburi

		Variazione			
		2003	2004	assoluta	%
Gas naturale ⁽¹⁾	(milioni di boe)	596	536	(60)	(10,1)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	252	225	(27)	(10,7)
Idrocarburi	(milioni di boe)	848	761	(87)	(10,3)

(1) A partire dall'esercizio 2004, il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615 (0,0063 nel 2003).

La riduzione delle riserve di gas naturale di 60 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (69 milioni di boe), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Capparuccia (5 milioni di boe) e dalla revisione di precedenti stime.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 27 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (29 milioni di barili), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Tesoro.

□ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2004 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 73 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 20.451 chilometri quadrati (24.469 al 31 dicembre 2003) e 141 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.183 chilometri quadrati (13.084 al 31 dicembre 2003). Nel 2004 sono stati ottenuti 4 nuovi titoli minerari relativi a 1 permesso di ricerca e a 3 concessioni di coltivazione.

□ Produzioni

Nel 2004 la produzione di idrocarburi è stata di 98,4 milioni di boe (107,2 nel 2003) corrispondenti alla produzione giornaliera di 268.908 boe (293.548 nel 2003).

La produzione di gas naturale (11,2 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,94 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico e ionico (Porto Garibaldi/Agostino, Emilio e Luna).

La produzione di petrolio e condensati (29,4 milioni di barili) è diminuita di 1,2 milioni di barili, pari al 4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate, Ragusa e Aquila) solo parzialmente compensato dall'aumento di produzione in Val d'Agri che ha risentito della fermata degli impianti per consentire l'allacciamento del quarto treno di trattamento del centro olio.

■ Divisione Gas & Power

□ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power (68 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,19 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 6,6%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (5,05 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (56,70 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'83,3% del totale (81% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia (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, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04 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 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 ⁽¹⁾	2004	Variazione	
			assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	11,73	10,81	(0,92)	(7,8)
Acquisti Italia	0,43	0,49	0,06	14,0
Italia	12,16	11,30	(0,86)	(7,1)
Russia	18,92	20,62	1,70	9,0
Algeria	16,53	18,86	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,41	8,45	1,04	14,0
Norvegia	5,44	5,74	0,30	5,5
Croazia	0,65	0,68	0,03	4,6
Altri	0,00	0,08	0,08	
Algeria GNL	1,98	1,27	(0,71)	(35,9)
Altri GNL	0,72	1,00	0,28	38,9
Estero	51,65	56,70	5,05	9,8
Totale approvvigionamenti	63,81	68,00	4,19	6,6
Prelievi da stoccaggio	0,84	0,93	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,32)	(0,21)	0,11	(34,4)
Disponibilità per le vendite	64,33	68,72	4,39	6,8

(1) I dati relativi agli "Acquisti Italia" e alle "Perdite di rete e differenze di misura" sono stati modificati, rispettivamente di 0,04 e 0,08 miliardi di metri cubi, per tener conto dell'incorporazione dell'Italgas Più SpA nell'Eni SpA.

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 ⁽¹⁾	2004	Variazione	
			assoluta	%
Grossisti	16,43	15,26	(1,17)	(7,1)
Gas Release	0,00	0,54	0,54	
Clienti finali:	34,46	34,62	0,16	0,5
- industriali	13,05	12,30	(0,75)	(5,7)
- termoelettrici	15,03	15,92	0,89	5,9
- residenziali	6,38	6,40	0,02	0,3
Italia	50,89	50,42	(0,47)	(0,9)
Resto d'Europa	11,54	14,60	3,06	26,5
Totale vendite a terzi	62,43	65,02	2,59	4,1
Vendite a società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	1,90	3,70	1,80	94,7
	64,33	68,72	4,39	6,8

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.

(1) A seguito dell'incorporazione di Italgas Più SpA i dati 2003 sono stati opportunamente riclassificati/modificati.

Nel 2004 le vendite di gas naturale a terzi (65,02 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 4,1%, a seguito dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (3,06 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbito dalla diminuzione delle vendite in Italia.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,42 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito della riduzione registrata nei settori grossisti (1,17 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,75 miliardi di metri cubi), nonché della circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture ad alcuni operatori di questi settori (0,54 miliardi di metri cubi), 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 dall'incremento delle vendite registrato nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (14,60 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,06 miliardi di metri cubi, pari al 26,5%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,18 miliardi di metri cubi), in particolare alla Edison e alla Cir Energia; (ii) in Spagna (0,63 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 (50% Eni); (iii) nel Nord Europa, in relazione alla maggiore attività di commercializzazione svolta (0,49 miliardi di metri cubi); (iv) in Germania e in Austria, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e ad altro operatore tedesco (0,60 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi² (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 miliardi nel 2003) hanno riguardato essenzialmente le forniture all'EniPower SpA (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa SpA (0,34 miliardi di metri cubi), nonché alla Divisione Refining & Marketing (0,26 miliardi di metri cubi).

(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.

■ Divisione Refining & Marketing

□ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2004 sono state acquistate 63,72 milioni di tonnellate di petrolio (60,22 milioni nel 2003), di cui 35,73 milioni dal settore Exploration & Production, 19,2 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,79 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dall'Africa Occidentale, 23% dall'Africa Settentrionale, 17% dal Mare del Nord, 13% dai paesi dell'ex CSI, 12% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 2% da altre aree. Sono state commercializzate 33,41 milioni di tonnellate di petrolio³ con un incremento di 1,71 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente di maggiori disponibilità di greggi *equity*. Sono state acquistate 3,10 milioni di tonnellate di semilavorati (3,43 milioni nel 2003) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 9,35 milioni di tonnellate di prodotti (8,28 milioni nel 2003) destinati al mercato italiano (4,98 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e alla vendita sui mercati esteri (4,37 milioni di tonnellate).

Approvvigionamenti di greggio

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione	
			assoluta	%
Produzione Eni estero	29,38	31,70	2,32	7,9
Produzione Eni nazionale	4,18	4,03	(0,15)	(3,6)
Totale produzione Eni	33,56	35,73	2,17	6,5
Acquisti <i>spot</i>	9,50	8,79	(0,71)	(7,5)
Contratti a termine	17,06	19,20	2,14	12,5
Acquisti da altre società del Gruppo	0,10	0,00	(0,10)	(100,0)
	60,22	63,72	3,50	5,8

□ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 31 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 339 navi noleggiate con contratto a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 24 milioni di tonnellate di petrolio (23,7 milioni di tonnellate nel 2003), di cui 2,7 milioni per conto terzi e circa 16,5 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 1,9 milioni per conto terzi. I trasporti con *time charter* hanno riguardato 15,1 milioni di tonnellate di petrolio e 12,7 milioni di tonnellate di prodotti.

È stata intensificata l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di migliorare progressivamente lo standard qualitativo e di ridurre l'età media. I contratti *time charter* hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 4,2 anni l'età media della flotta impiegata con questi contratti (4,5 anni nel 2003). In un contesto del mercato dei noli caratterizzato da una crescente volatilità e dalla tendenza al rialzo delle tariffe, il ricorso ai *time charter* sulla base di termini temporali più estesi consente di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

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

☐ Raffinazione

Nel 2004 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (33,36 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,56 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 4,9%, a seguito essenzialmente delle maggiori lavorazioni 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. Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente possedute sono state di 26,76 milioni di tonnellate (25,09 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata (99,6% nel 2003). Il 35,8% del petrolio lavorato (10,85 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (34,8% nel 2003).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,09	26,76	1,67	6,7
Lavorazioni in conto terzi	(1,72)	(1,50)	0,22	(12,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi ⁽¹⁾	8,43	8,10	(0,33)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	31,80	33,36	1,56	4,9
Consumi e perdite	(1,41)	(1,38)	0,03	(1,8)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	30,39	31,98	1,59	5,2
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	8,46	9,47	1,01	11,9
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,23)	0,02	(8,4)
Prodotti venduti in Italia e all'estero	38,60	41,22	2,62	6,8

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

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	12,31	12,29	(0,02)	(0,2)
Benzine	7,82	8,23	0,41	5,2
Olio combustibile	3,65	4,45	0,80	21,9
Cherosene	1,27	1,20	(0,07)	(5,5)
Virgin nafta	1,06	1,04	(0,02)	(1,9)
Basi lubrificanti	0,58	0,53	(0,05)	(8,6)
GPL	0,58	0,67	0,09	15,5
Altri	3,12	3,57	0,45	14,3
Totale	30,39	31,98	1,59	5,2

☐ Scorte

Al 31 dicembre 2004 le scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi sono 7,0 milioni di tonnellate, 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

Le vendite di prodotti petroliferi (41,22 milioni di tonnellate) sono aumentate di 2,62 milioni di tonnellate, pari al 6,8%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite all'estero (1,57 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e a trader (1,2 milioni di tonnellate), e in Italia per effetto: (i) delle maggiori vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA (450 mila tonnellate); (ii) dell'aumento delle "Altre vendite" (380 mila tonnellate) e delle vendite alla petrolchimica (230 mila tonnellate). Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione registrata sul mercato rete (100 mila tonnellate).

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione	
			assoluta	%
Rete	8,99	8,89	(0,10)	(1,1)
Extrarete	4,41	4,50	0,09	2,0
	13,40	13,39	(0,01)	(0,1)
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	9,16	9,61	0,45	4,9
Altre vendite ⁽¹⁾	5,05	5,43	0,38	7,5
Petrolchimica	2,79	3,02	0,23	8,2
Vendite in Italia	30,40	31,45	1,05	3,5
Vendite a terzi estero	5,62	6,81	1,19	21,2
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,58	2,96	0,38	14,7
Vendite in Italia e all'estero	38,60	41,22	2,62	6,8

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

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,89 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,10 milioni di tonnellate, pari all'1,1%, a seguito essenzialmente delle vendite/chiusure di stazioni di servizio e della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalle maggiori vendite sugli impianti ad alto erogato.

La quota di mercato è diminuita di 0,5 punti percentuali, passando dal 30,0% al 29,5%; l'erogato medio è aumentato del 4,5% (da 2.418 a 2.528 mila litri), anche a seguito del successo commerciale della linea di prodotti "Blu" (BluDiesel e BluSuper).

Al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione è costituita da 4.329 stazioni di servizio (di cui circa il 77% di proprietà) con una diminuzione di 32 unità rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito delle chiusure (48 unità), del saldo negativo tra cessioni/acquisti con la Italiana Petroli SpA (16 unità), della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara (5 unità), in parte compensate dall'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità, di cui 2 autostradali) e dal saldo positivo di 11 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento.

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità e della differenziazione 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 e alla presenza di additivi speciali migliora e garantisce nel tempo le prestazioni e l'efficienza dei motori e riduce le emissioni inquinanti. Nel 2004 le vendite di BluSuper sono state di 82 milioni di litri; a fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluSuper sono circa 1.000 (circa il 23% del totale).

Nel 2004 è proseguito il processo di rinnovo del parco automobilistico italiano a beneficio dei motori diesel che ha comportato l'incremento dell'incidenza delle vendite di gasolio sul totale delle vendite di carburanti per autotrazione (53,5% contro il 50% circa nel 2003). In tale contesto, il BluDiesel ha continuato a guadagnare quote di mercato con vendite di 1,2 miliardi di litri (+37,8% rispetto al 2003), corrispondenti al 20,6% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete (16% nel 2003) e al 6,7% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (5,2% nel 2003). A fine 2004 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono circa 3.900 (circa 3.700 a fine 2003), pari a circa il 90% del totale.

Nel 2004 è stata avviata la campagna promozionale "Club Fai da Te", che prevede l'accredito dei punti su di una *fidelity card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". L'accumulo dei punti dà diritto a sconti sull'acquisto di carburanti o, in alternativa, premi (accordi con Vodafone e Coop), nonché il riconoscimento di un bonus per i clienti più fedeli. A fine 2004 le *card* attive sono oltre 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 50% rispetto al 2003.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	4,44	4,75	0,31	7,0
Benzina	4,30	3,93	(0,37)	(8,6)
GPL	0,24	0,20	(0,04)	(16,7)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	8,99	8,89	(0,10)	(1,1)
Numero stazioni di servizio	4.361	4.329	(32)	(0,7)

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

L'attività riguarda le forniture ad alcuni grandi clienti integrati con la produzione, nonché il GPL, i lubrificanti e i prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,50 milioni di tonnellate) sono aumentate di 90 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di bitumi e di olio combustibile al settore termoelettrico.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA in Italia di 9,61 milioni di tonnellate (9,16 milioni nel 2003) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (6,05 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Italiana Petroli SpA (2,03 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela Srl (1,28 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (213 mila di tonnellate).

Le altre vendite (5,43 milioni di tonnellate) sono aumentate di 380 mila tonnellate, pari al 7,5%, a seguito delle maggiori vendite di combustibili navi, nonché alle società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (3,02 milioni di tonnellate) sono aumentate di 230 mila tonnellate, pari all'8,2%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	515	431	(84)	(16,3)
Divisione Gas & Power	2	48	46	..
Divisione Refining & Marketing	401	506	105	26,2
Corporate	102	61	(41)	(40,2)
Investimenti tecnici	1.020	1.046	26	2,5

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (431 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (353 milioni di euro; 429 milioni di euro nel 2003) e l'attività esplorativa (67 milioni di euro; 69 milioni nel 2003).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di realizzazione dei nuovi campi *onshore* Candela e Miglianico e il completamento della piattaforma del campo di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e il completamento del quarto treno di trattamento del centro olio in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti a gas in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Agostino, Barbara E-G, Emilio, Garibaldi B e Regina).

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'*onshore* siciliano e alcune aree dell'Italia Centrale. Sono stati perforati 6 pozzi (8 nel 2003), di cui 3 mineralizzati a gas e 1 a olio. L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i seguenti pozzi: (i) Civita 1 Dir (Eni 70%) nell'*onshore* abruzzese nella concessione omonima, mineralizzato a gas; (ii) Tesauro 1 Dir (Eni 45%) situato nell'*onshore* siciliano nella concessione omonima, mineralizzato a olio; (iii) Monte dell'Aquila 1 Dir (Eni 100%) nell'*onshore* siciliano nella concessione Bronte S. Nicola, mineralizzato a gas e condensati; (iv) Monte Guzzo 1 Dir (Eni 25%) nell'*onshore* marchigiano nella concessione Montegranaro, mineralizzato a gas.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (48 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine e la realizzazione di nuovi sistemi informatici.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (506 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (305 milioni di euro) e la logistica (17 milioni di euro), in particolare la realizzazione del gassificatore del tar (residuo pesante da lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro (128 milioni di euro), nonché interventi finalizzati 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 (159 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento e la realizzazione di nuovi impianti (117 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (18 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 92 milioni di euro (18% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate hanno riguardato il progetto EST (44 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (17 milioni di euro).

□ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 181 milioni di euro (159 milioni di euro nel 2003), di cui 47 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 31 alla Divisione Refining & Marketing e 103 alla Corporate riguardanti in particolare il progetto EST (44 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.

Fondo speciale rotativo per l'Innovazione Tecnologica - FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, artt. 14-18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto all'Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi agevolabili sostenuti al 31 dicembre 2004 a fronte dei seguenti programmi di ricerca:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.425
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.940
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.648
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.632
Fluidi di perforazione per <i>Advanced Wells</i>	368 del 16/5/2003	998
<i>Geosteering</i>	611 del 20/11/2003	7.926