



Eni's Way

Relazione trimestrale

al 30 settembre

2003



Relazione trimestrale

al 30 settembre

2003

sommario

Principali dati	1
Criteri di redazione	2
Conto economico	2
	5 Ricavi della gestione caratteristica
	7 Costi operativi
	8 Ammortamenti e svalutazioni
	8 Oneri finanziari netti
	9 Proventi netti su partecipazioni
	9 Proventi straordinari netti
	10 Imposte sul reddito
	10 Utile di terzi azionisti
	Utile netto e utile operativo
	11 prima delle componenti non ricorrenti
Stato patrimoniale	12
Investimenti tecnici e in partecipazioni	13
Eventi principali	14
Evoluzione prevedibile della gestione	14
Andamento dei principali settori di attività	16 Exploration & Production
	18 Gas & Power
	21 Refining & Marketing
	23 Petrolchimica
	24 Ingegneria e Servizi

Principali dati economici

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
10.795	11.916	10,4	Ricavi della gestione caratteristica	34.699	37.853	9,1
1.854	1.897	2,3	Utile operativo	6.429	7.009	9,0
921	955	3,7	Utile netto	3.182	4.045	27,1
2.824	2.682	(5,0)	Investimenti tecnici e in partecipazioni	6.502	10.218	57,2
-	-		Indebitamento finanziario netto a fine periodo	9.272	13.044	40,7

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto dei primi nove mesi non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

Principali dati operativi

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
1.451	1.556	7,2	Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.453	1.537	5,8
908	985	8,5	petrolio (migliaia di barili)	915	963	5,2
543	571	5,2	gas naturale ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	538	574	6,7
11,20	11,68	4,3	Vendite di gas naturale della distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	45,26	47,48	4,9
4,94	5,87	18,8	Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi)	14,28	18,05	26,4
1.061	1.158	9,1	Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	3.666	3.668	0,1
13,20	12,32	(6,7)	Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	38,84	36,64	(5,7)
1.282	1.427	11,3	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	4.146	4.052	(2,3)

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (rispettivamente 24 e 25 mila boe/giorno nei primi nove mesi 2002 e nei primi nove mesi 2003).

Principali indicatori di mercato

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
26,95	28,41	5,4	Prezzo medio del greggio Brent dated ⁽¹⁾	24,38	28,65	17,5
0,75	2,28	204,0	Margini europei medi di raffinazione ⁽²⁾	0,56	2,75	391,1
0,984	1,124	14,2	Cambio medio EUR/USD	0,926	1,111	20,0
3,4	2,1	(38,2)	Euribor - euro a tre mesi ⁽³⁾	3,4	2,4	(29,4)

(1) In USD/barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(2) In USD/barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(3) Valori percentuali.

■ Criteri di redazione

La relazione trimestrale al 30 settembre 2003 è stata redatta applicando i criteri stabiliti dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB) con regolamento di cui alla delibera n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento ai primi nove mesi e al terzo trimestre 2003 e con riferimento ai primi nove mesi e al terzo trimestre 2002. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 2002, al 30 giugno 2003 e al 30 settembre 2003. Nella redazione della relazione trimestrale al 30 settembre 2003 sono stati applicati gli stessi criteri di valutazione utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2002. I prospetti contabili sono stati predisposti in modo da essere confrontabili con quelli contenuti nella relazione sulla gestione della relazione semestrale e del bilancio annuale. La relazione trimestrale al 30 settembre 2003 non è sottoposta a revisione contabile.

■ Conto economico

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
10.795	11.916	10,4	Ricavi della gestione caratteristica	34.699	37.853	9,1
181	113	(37,6)	Altri ricavi e proventi	716	527	(26,4)
(7.851)	(8.992)	(14,5)	Costi operativi	(25.174)	(27.639)	(9,8)
(1.271)	(1.140)	10,3	Ammortamenti e svalutazioni	(3.812)	(3.732)	2,1
1.854	1.897	2,3	Utile operativo	6.429	7.009	9,0
(164)	(64)	61,0	Oneri finanziari netti	(245)	(104)	57,6
36	15	(58,3)	Proventi netti su partecipazioni	86	95	10,5
1.726	1.848	7,1	Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	6.270	7.000	11,6
122	4	(96,7)	Proventi straordinari netti	29	159	448,3
1.848	1.852	0,2	Utile prima delle imposte	6.299	7.159	13,7
(824)	(773)	6,2	Imposte sul reddito	(2.646)	(2.713)	(2,5)
1.024	1.079	5,4	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.653	4.446	21,7
(103)	(124)	(20,4)	Utile di terzi azionisti	(471)	(401)	14,9
921	955	3,7	Utile netto	3.182	4.045	27,1

Primi nove mesi

L'utile netto conseguito nei primi nove mesi del 2003 ammonta a 4.045 milioni di euro con un aumento di 863 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 27,1%, dovuto essenzialmente alla positiva performance operativa (+580 milioni di euro) connessa all'incremento dei prezzi e dei margini dei principali prodotti dell'Eni, i cui effetti sono stati attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+20%)¹, alla crescita della produzione venduta di idrocarburi e dei volumi commercializzati di gas naturale, nonché al contenimento dei costi.

(1) L'apprezzamento dell'euro ha avuto un impatto negativo sull'utile operativo stimato in 900 milioni di euro, di cui 600 milioni riferiti alla conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera.

All'incremento dell'utile netto hanno contribuito inoltre: (i) i minori oneri finanziari netti (+141 milioni di euro) connessi a minori differenze passive di cambio; (ii) i maggiori proventi straordinari netti di 130 milioni di euro che includono in particolare gli effetti della transazione sul contenzioso ex Enimont stipulata con la Edison SpA (200 milioni di euro); (iii) la riduzione dell'utile di competenza di terzi azionisti in dipendenza dell'OPA eseguita sulle azioni Italgas (+81 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito (67 milioni di euro).

Nei primi nove mesi del 2003 sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza che hanno consentito di realizzare risparmi di costi (a cambi costanti) di 379 milioni di euro compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione.

UTILE OPERATIVO

(milioni di €)

Terzo trimestre				Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
1.327	1.457	9,8	Exploration & Production	3.842	4.367	13,7
375	390	4,0	Gas & Power	2.378	2.458	3,4
122	151	23,8	Refining & Marketing	244	476	95,1
50	(63)	..	Petrochimica	13	(114)	..
73	81	11,0	Ingegneria e Servizi	232	220	(5,2)
(69)	(54)	21,7	Altre attività	(167)	(213)	(27,5)
(24)	(65)	(170,8)	Corporate e società finanziarie	(113)	(185)	(63,7)
1.854	1.897	2,3	Utile operativo	6.429	7.009	9,0

Rispetto all'esercizio precedente sono state effettuate le seguenti modifiche ai raggruppamenti di attività:

- Syndial (ex EniChem) è stata inserita nelle "Altre attività" che accoglie le società del Gruppo non inquadrate in settori (tra le altre EniData, Sieco, Tecnomare, EniTecnologie, Eni Corporate University, AGI);
- è stato costituito un nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie" che comprende la Corporate, la Sofid e le altre società finanziarie, classificate in precedenza nelle "Altre attività".

Al fine di consentire un raffronto omogeneo, i dati dell'esercizio 2002 sono stati opportunamente riclassificati.

L'utile operativo conseguito nei primi nove mesi del 2003 ammonta a 7.009 milioni di euro con un aumento di 580 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 9%, dovuto agli incrementi registrati nei settori:

- Exploration & Production (+525 milioni di euro, pari al 13,7%) connesso essenzialmente all'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +19,6%; gas naturale +19,7%) e alla maggiore produzione venduta di idrocarburi (+27,7 milioni di boe, pari al 7,3%), i cui effetti sono stati attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+20%) e dalle svalutazioni di asset di 140 milioni di euro riferite prevalentemente a unproved property (84 milioni di euro nei primi nove mesi del 2002);
- Refining & Marketing (+232 milioni di euro, pari al 95,1%) connesso essenzialmente all'aumento dei margini di raffinazione (+2,19 dollari/barile il margine sul

Brent), in parte assorbito dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro, e dei margini conseguiti dalla distribuzione sui mercati rete in Italia e in Europa;

- Gas & Power (+80 milioni di euro, pari al 3,4%) connesso essenzialmente all'aumento dei volumi venduti (+4,9%) e dei margini, anche per effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, parzialmente assorbito dai maggiori ammortamenti.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal peggioramento di 127 milioni di euro del risultato operativo del settore Petrolchimica a seguito essenzialmente dell'adeguamento del valore di libro di alcuni asset al valore d'uso (impairment test) di 83 milioni di euro e della svalutazione delle scorte di prodotti.

Terzo trimestre

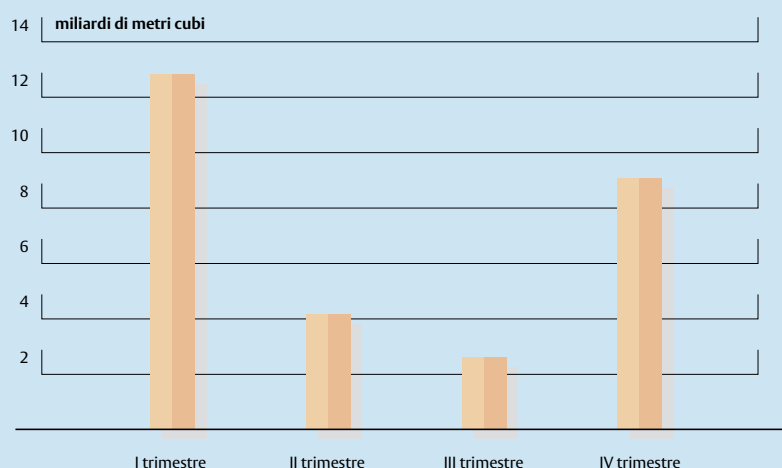
L'utile netto conseguito nel terzo trimestre 2003 ammonta a 955 milioni di euro con un aumento di 34 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 3,7%, dovuto ai minori oneri finanziari netti (+100 milioni di euro) e all'aumento dell'utile operativo (+43 milioni di euro, pari al 2,3%), i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai minori proventi straordinari netti (-118 milioni di euro) connessi in particolare alle minori plusvalenze su cessioni di asset nell'ambito dei processi aziendali di ristrutturazione.

L'utile operativo conseguito nel terzo trimestre 2003 (1.897 milioni di euro) è aumentato di 43 milioni di euro, pari al 2,3%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +5,9%, gas naturale +5,9%), della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+16,5 milioni di boe, pari al 13,2%) e dei volumi commercializzati di gas naturale (+4,3%), nonché dei maggiori margini di raffinazione (+1,53 dollari/barile il margine sul Brent) e di distribuzione di prodotti petroliferi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+14,2%) e dalla flessione dei margini dei prodotti petrolchimici.

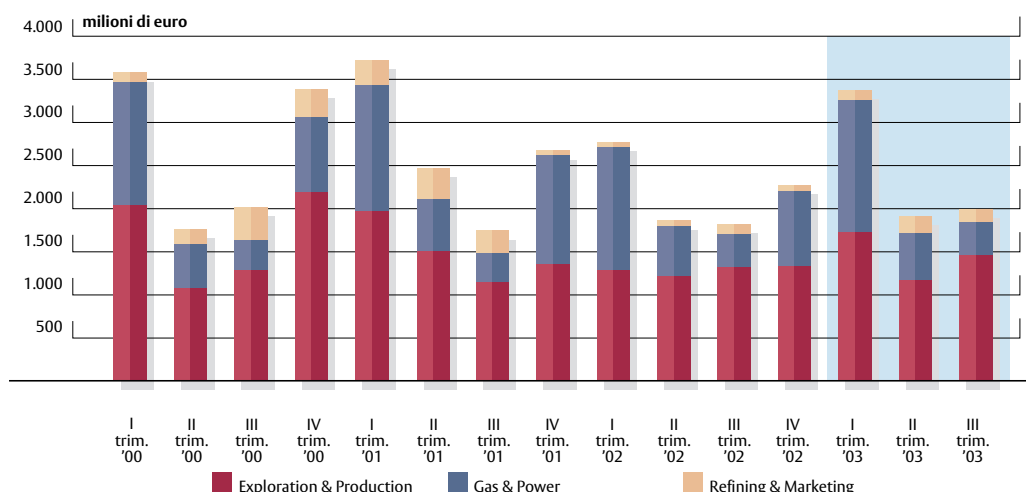
STAGIONALITÀ

I risultati dell'Eni riflettono la stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi a uso riscaldamento, la cui domanda è più alta nel primo trimestre dell'anno, che comprende i mesi più freddi, e più bassa nel terzo trimestre, che comprende i mesi più caldi.

Stagionalità nelle vendite medie di gas naturale al settore civile in Italia nel periodo 2000-2002



Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale



Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

Terzo trimestre				Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
3.092	3.064	(0,9)	Exploration & Production	9.374	9.466	1,0
2.631	2.777	5,5	Gas & Power	11.065	11.534	4,2
5.247	5.957	13,5	Refining & Marketing	15.680	16.609	5,9
1.130	1.098	(2,8)	Petrolchimica	3.369	3.449	2,4
1.174	1.647	40,3	Ingegneria e Servizi	3.108	4.334	39,4
313	284	(9,3)	Altre attività	1.131	939	(17,0)
84	89	6,0	Corporate e società finanziarie	330	325	(1,5)
(2.876)	(3.000)	4,3	Elisioni di consolidamento	(9.358)	(8.803)	(5,9)
10.795	11.916	10,4		34.699	37.853	9,1

Primi nove mesi

I ricavi della gestione caratteristica (ricavi) conseguiti nei primi nove mesi (37.853 milioni di euro) sono aumentati di 3.154 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 9,1%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti in tutti i business dell'Eni, della maggiore produzione venduta di idrocarburi e dei maggiori volumi venduti di gas naturale, nonché dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Servizi, anche a seguito dell'acquisto della Bouygues Offshore (ora Saipem SA) avvenuto nel luglio 2002. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro, in particolare nella conversione in euro dei bilanci di imprese estere.

I ricavi del settore Exploration & Production (9.466 milioni di euro) sono aumentati di 92 milioni di euro, pari all'1%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +19,6%; gas naturale +19,7%) e della maggiore produzione venduta di idrocarburi (+27,7 milioni di boe, pari al 7,3%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dalla riduzione delle tariffe di stoccaggio (v. "Andamento operativo dei principali settori di attività").

I ricavi del settore Gas & Power (11.534 milioni di euro) sono aumentati di 469 milioni di euro, pari al 4,2%, a seguito essenzialmente dei maggiori volumi di gas venduti nella distribuzione primaria (+2,22 miliardi di metri cubi, pari al 4,9%) e dell'incremento dei prezzi di vendita del gas naturale.

I ricavi del settore Refining & Marketing (16.609 milioni di euro) sono aumentati di 929 milioni di euro, pari al 5,9%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (in particolare +6,9% e +10,2%, rispettivamente la benzina e il gasolio rete), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite (2,2 milioni di tonnellate, pari al 5,7%), in particolare in Italia alla petrolchimica, ad altre società petrolifere e ai trader; e sull'extrarete, connessa alla minore domanda di olio combustibile nei settori termoelettrico, industriale e civile.

I ricavi del settore Petrolchimica (3.449 milioni di euro) sono aumentati di 80 milioni di euro, pari al 2,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento del 6% dei prezzi medi di vendita dei prodotti (soprattutto delle olefine), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei volumi venduti (-2,3%).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (4.334 milioni di euro) sono aumentati di 1.226 milioni di euro, pari al 39,4%, a seguito dell'acquisto della Bouygues Offshore nell'attività *costruzioni e perforazioni* e dei maggiori livelli di attività.

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
4.855	5.314	9,5	Italia	17.571	18.496	5,3
2.367	2.907	22,8	Resto dell'Unione Europea	6.324	7.485	18,4
475	339	(28,6)	Resto dell'Europa	2.112	2.663	26,1
1.103	1.524	38,2	Americhe	3.915	4.415	12,8
995	1.132	13,8	Africa	1.852	2.477	33,7
1.000	700	(30,0)	Asia e altre aree	2.925	2.317	(20,8)
5.940	6.602	11,1	Totale estero	17.128	19.357	13,0
10.795	11.916	10,4		34.699	37.853	9,1

Terzo trimestre

I ricavi conseguiti nel terzo trimestre (11.916 milioni di euro) sono aumentati di 1.121 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 10,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +5,9%; gas naturale +5,9%) e dei prezzi del gas naturale e dei prodotti petroliferi; (ii) della maggiore produzione venduta di idrocarburi e dei maggiori volumi di gas naturale venduti dalla distribuzione primaria; (iii) dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Servizi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+14,2%), in particolare nella conversione in euro dei bilanci di imprese estere, e dalla flessione dei prezzi dei prodotti petrolchimici.



Costi operativi

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %	2002	2003	Var. %
7.133	8.206	15,0	22.990	25.279	10,0
718	786	9,5	2.184	2.360	8,1
7.851	8.992	14,5	25.174	27.639	9,8

I costi operativi sostenuti nei primi nove mesi (27.639 milioni di euro) sono aumentati di 2.465 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 9,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei costi di approvvigionamento in dollari del gas naturale e delle cariche petrolifere e petrolchimiche, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dei maggiori volumi di gas naturale approvvigionati dalla distribuzione primaria; (iii) dai maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Servizi, anche a seguito dell'acquisto della Bouygues Offshore. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'effetto della conversione in euro dei bilanci di imprese estere e dalle azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza.

Il costo lavoro (2.360 milioni di euro) è aumentato di 176 milioni di euro, pari all'8,1%, a seguito essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia e dell'acquisto della Bouygues Offshore.

L'occupazione al 30 settembre 2003 era di 77.890 unità con una diminuzione di 2.765 unità rispetto al 31 dicembre 2002, pari al 3,4%. In Italia l'occupazione è diminuita di 414 unità a seguito essenzialmente della cessione di rami d'azienda e di società. All'estero l'occupazione è diminuita di 2.351 unità a seguito essenzialmente della riduzione di personale a tempo determinato nell'attività *costruzioni e perforazioni* connessa alla chiusura di cantieri in Kazakhstan.

OCCUPAZIONE

numero

	31.12.2002	30.09.2003
Exploration & Production	7.715	7.707
Gas & Power	13.317	13.153
Refining & Marketing	13.757	13.421
Petrolchimica	7.258	7.312
Ingegneria e Servizi	29.091	26.952
Altre attività	7.012	6.703
Corporate e società finanziarie	2.505	2.642
	80.655	77.890

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
875	750	(14,3)	Exploration & Production	2.618	2.343	(10,5)
117	120	2,6	Gas & Power	308	377	22,4
119	120	0,8	Refining & Marketing	370	345	(6,8)
38	32	(15,8)	Petrolchimica	110	95	(13,6)
72	67	(6,9)	Ingegneria e Servizi	206	204	(1,0)
12	16	33,3	Altre attività	36	42	16,7
8	22	175,0	Corporate e società finanziarie	29	54	86,2
1.241	1.127	(9,2)	Totale ammortamenti	3.677	3.460	(5,9)
30	13	(56,7)	Svalutazioni	135	272	101,5
1.271	1.140	(10,3)		3.812	3.732	(2,1)

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nei primi nove mesi (3.732 milioni di euro) sono diminuiti di 80 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 2,1%.

Gli ammortamenti sono diminuiti di 217 milioni di euro a seguito della flessione registrata in particolare nei settori Exploration & Production (275 milioni di euro), dovuta all'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci di imprese estere, Refining & Marketing (25 milioni di euro), dovuta al conferimento della raffineria di Priolo². Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'aumento registrato: (i) nel settore Gas & Power (69 milioni di euro) a seguito essenzialmente dell'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto delle azioni Italgas oggetto dell'OPA e il patrimonio netto contabile sottostante (68 milioni di euro); (ii) nell'aggregato Corporate e società finanziarie (25 milioni di euro) a seguito essenzialmente dell'ammortamento integrale dei costi del progetto Eni Slurry Technology (18 milioni di euro) e dei maggiori costi di ricerca.

Le svalutazioni (272 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) asset minerari (unproved property) nel settore Exploration & Production (140 milioni di euro), in particolare in Pakistan e Regno Unito in relazione al processo di accertamento delle riserve; (ii) impianti petrolchimici (83 milioni di euro), in relazione all'adeguamento del valore di libro al loro valore d'uso (impairment test).

Oneri finanziari netti

Gli oneri finanziari netti (104 milioni di euro) registrano una riduzione di 141 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 57,6%, dovuta in particolare alla rilevazione di minori differenze passive di cambio (174 milioni di euro), alla flessione dei tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor 1 punto percentuale) e sul mercato internazionale (Libor 0,6 punti percentuali), nonché all'effetto cambio nel-

(2) Nell'ottobre 2002 la raffineria di Priolo è stata conferita alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

la conversione dei bilanci di imprese estere. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dall'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 4 miliardi di euro.



Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nei primi nove mesi di 95 milioni di euro (86 milioni di euro nei primi nove mesi del 2002) rappresentano il saldo tra proventi da partecipazione di 205 milioni di euro e oneri da partecipazione di 110 milioni di euro. I proventi riguardano essenzialmente: (i) la quota di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (140 milioni di euro) e i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (17 milioni di euro) riguardanti in particolare i settori Gas & Power, Ingegneria e Servizi e Refining & Marketing; (ii) le plusvalenze da cessione (30 milioni di euro) riferite essenzialmente alla vendita della partecipazione del 20% nella Inca International SpA nell'aggregato Altre attività (29 milioni di euro).

Gli oneri (110 milioni di euro) riguardano essenzialmente le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (91 milioni di euro) riguardanti in particolare l'Albacom SpA (35 milioni di euro) e la Galp Energia SGPS SA (26 milioni di euro riferibili esclusivamente all'effetto dell'ammortamento di 80 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile), nonché l'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile di partecipate (22 milioni di euro).



Proventi straordinari netti

(milioni di €)

	Primi nove mesi	
	2002	2003
Proventi straordinari		
Plusvalenze da cessioni	180	159
Altri proventi straordinari	57	246
	237	405
Oneri straordinari		
Oneri di ristrutturazione:		
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(82)	(169)
- incentivazione esodi	(56)	(35)
- svalutazioni e minusvalenze	(20)	(5)
	(158)	(209)
Altri oneri straordinari	(50)	(37)
Totale oneri straordinari	(208)	(246)
	29	159

Le plusvalenze da cessioni riguardano le cessioni di rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare, le plusvalenze dei primi nove mesi del 2003 di 159 milioni di euro riguardano principalmente la cessione di stazioni di servizio e di terreni nel settore Refining & Marketing (complessivamente 105 milioni di euro), nonché la cessione dell'attività di trasporto marittimo (44 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari riguardano in particolare l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 169 milioni di euro riguardano in particolare oneri di natura ambientale nell'aggregato Altre attività (78 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (31 milioni di euro), nonché costi futuri di gestione di siti inattivi nell'aggregato Altre attività (52 milioni di euro).

Gli oneri di incentivazione esodi di 35 milioni di euro riguardano in particolare il settore Refining & Marketing (11 milioni di euro), il settore Petrolchimica (8 milioni di euro), il settore Gas & Power (7 milioni di euro), nonché l'aggregato Altre attività (5 milioni di euro).



Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (2.713 milioni di euro) sono aumentate di 67 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002 a seguito dell'incremento di 860 milioni di euro dell'utile prima delle imposte, al venir meno dei benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative (legge n. 383/2001 recante benefici fiscali per gli investimenti e lo sviluppo, DIT, legge n. 342/2000 sulla rivalutazione dei beni), all'impatto del D.L. n. 209/2002 sulla deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni, nonché ai minori benefici connessi all'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla rilevazione di imposte differite attive sulle differenze temporanee tra il valore degli asset della Stoccaggi Gas Italia SpA nel bilancio consolidato e il valore fiscalmente riconosciuto dovuto al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici effettuato dalla Società nel maggio 2003³ (287 milioni di euro); (ii) dalla circostanza che nei primi nove mesi del 2002 venne rilevato l'adeguamento del fondo imposte differite in relazione all'aumento di dieci punti percentuali della Corporate tax per le imprese petrolifere nel Regno Unito (dal 30% al 40%), con un effetto di 215 milioni di euro; (iii) dalla riduzione di due punti percentuali dell'Irpeg in Italia.



Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (401 milioni di euro) è diminuito di 70 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002 a seguito essenzialmente dell'OPA eseguita dall'Eni sulle azioni Italgas (+81 milioni di euro).

(3) La legge 28 dicembre 2001, n. 448 attribuisce alle società conferitarie la facoltà di allineare il valore fiscale di beni ricevuti in conferimento al maggior valore di libro degli stessi mediante il versamento dell'imposta sostitutiva corrispondente al 9% della differenza tra i due valori. Di questa facoltà si è avvalsa la Stoccaggi Gas Italia SpA che nel 2001 ha ricevuto in conferimento da Eni SpA e da Snam SpA gli asset relativi all'attività di stoccaggio di gas naturale. Pertanto nel bilancio consolidato dell'Eni si è venuta a determinare una differenza temporanea tra i valori fiscalmente riconosciuti e il valore di libro di questi asset che ha comportato l'iscrizione di imposte differite attive, al netto dell'imposta sostitutiva dovuta (154 milioni di euro), di 287 milioni di euro.

Utile netto e utile operativo prima delle componenti non ricorrenti

Le informazioni sull'utile netto e sull'utile operativo prima delle componenti non ricorrenti, non previste dai principi contabili italiani né dagli U.S. GAAP, sono fornite con l'intento di consentire agli investitori un migliore apprezzamento della performance dell'Eni nel tempo e nel confronto con i principali competitor.

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi	
2002	2003		2002	2003
(30)	(13)	Svalutazioni asset	(135)	(272)
(33)		Tributo ambientale Regione Sicilia	(65)	
(16)		Altre svalutazioni	(33)	
		Conguaglio esercizio 2001 tariffe stoccaggio	(16)	
2		Conguaglio esercizio 2001 tariffe distribuzione secondaria gas	74	
8		Plusvalenze su cessioni	50	
22	(4)	Effetti positivi (negativi) valutazione scorte	50	(27)
(47)	(17)	Componenti non ricorrenti dell'utile operativo	(75)	(299)
(3)		Oneri non ricorrenti su partecipazioni	(16)	
122	4	Proventi straordinari netti	29	159
72	(13)	Totale prima delle imposte	(62)	(140)
		Imposte differite attive ex lege 448/2001		287
		Adeguamento fondo imposte differite per modifica regime fiscale nel Regno Unito	(215)	
2		Affrancamento riserve per ammortamenti anticipati ex art. 4 legge 498/01	95	39
(12)	7	Imposte (stima)	33	50
62	(6)	Componenti non ricorrenti dopo le imposte	(149)	236

(milioni di €)

Terzo trimestre				Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
859	961	11,9	Utile netto prima delle componenti non ricorrenti	3.331	3.809	14,4

La suddivisione per settore dell'utile operativo prima delle componenti non ricorrenti è la seguente:

(milioni di €)

Terzo trimestre				Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
1.318	1.468	11,4	Exploration & Production	3.892	4.507	15,8
446	390	(12,6)	Gas & Power	2.444	2.461	0,7
119	152	27,7	Refining & Marketing	242	477	97,1
34	(59)	..	Petrochimica	(31)	(4)	87,1
73	81	11,0	Ingegneria e Servizi	232	220	(5,2)
(65)	(53)	18,5	Altre attività	(162)	(168)	(3,7)
(24)	(65)	(170,8)	Corporate e società finanziarie	(113)	(185)	(63,7)
1.901	1.914	0,7	Utile operativo prima delle componenti non ricorrenti	6.504	7.308	12,4

■ Stato patrimoniale

(milioni di €)

30.06.2003		31.12.2002	30.09.2003	Var. ass. vs. 31.12.2002
39.375	Capitale investito netto	39.492	40.463	971
26.580	Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.351	27.419	(932)
12.795	Indebitamento finanziario netto	11.141	13.044	1.903
39.375	Coperture	39.492	40.463	971
	Dettaglio dell'indebitamento finanziario netto:			
15.359	Debiti finanziari e obbligazionari	15.420	15.983	563
(2.564)	Disponibilità, titoli e altri attivi finanziari	(4.279)	(2.939)	1.340
12.795	Indebitamento finanziario netto	11.141	13.044	1.903

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2003 ammonta a 13.044 milioni di euro con un aumento di 1.903 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002. Il rilevante fabbisogno connesso agli investimenti tecnici e in partecipazioni (10.218 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2002 (3.009 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA) e all'acquisto di azioni proprie (307 milioni di euro) è stato in larga parte coperto dal flusso di cassa generato dalla gestione, sulla cui consistenza hanno inciso anche i fattori di stagionalità, e dagli incassi da dismissioni. Il leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,39 al 31 dicembre 2002 allo 0,48 al 30 settembre 2003.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 15.983 milioni di euro, di cui 7.933 milioni a breve termine e 8.050 milioni a lungo termine.

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro, ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta estera ai cambi al 30 settembre 2003 (euro vs. USD +11,1% rispetto al 31 dicembre 2002) una riduzione stimata del valore contabile del capitale investito netto di 1.900 milioni di euro, del patrimonio netto di 1.250 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 650 milioni di euro.

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %	2002	2003	Var. %	
1.232	1.392	13,0	Exploration & Production	3.885	4.144	6,7
455	451	(0,9)	Gas & Power	793	1.111	40,1
104	126	21,2	Refining & Marketing	304	427	40,5
22	28	27,3	Petrolchimica	80	75	(6,3)
33	67	103,0	Ingegneria e Servizi	143	209	46,2
6	7	16,7	Altre attività	73	36	(50,7)
20	74	270,0	Corporate e società finanziarie	54	113	109,3
1.872	2.145	14,6	Investimenti tecnici	5.332	6.115	14,7
952	537	(43,6)	Investimenti in partecipazioni	1.170	4.103	250,7
2.824	2.682	(5,0)		6.502	10.218	57,2

Gli investimenti tecnici (6.115 milioni di euro) hanno riguardato per circa il 93% i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Gli investimenti del settore Exploration & Production (4.144 milioni di euro) sono aumentati di 259 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 6,7%. Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 501 milioni di euro (di cui il 92% all'estero). All'estero l'attività esplorativa ha riguardato essenzialmente i seguenti paesi: Egitto, Kazakhstan, Norvegia, Angola, Stati Uniti e Russia; in Italia la ricerca esplorativa ha riguardato principalmente l'offshore del Mar Jonio, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree onshore dell'Italia Centro Meridionale e della Sicilia. Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 3.633 milioni di euro (di cui il 91% all'estero). All'estero gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare i seguenti paesi: Libia, Iran, Angola, Nigeria, Kazakhstan ed Egitto; in Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri.

Gli investimenti del settore Gas & Power (1.111 milioni di euro) sono aumentati di 318 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 40,1%, e hanno riguardato: (i) il programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (362 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna; (ii) la realizzazione del gasdotto Greenstream (312 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici; (iii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria del gas naturale in Italia (247 milioni di euro); (iv) l'estensione e il mantenimento della rete di trasporto secondaria del gas naturale in Italia (184 milioni di euro).

Gli investimenti del settore Refining & Marketing (427 milioni di euro) sono aumentati di 123 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 40,5%, e hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e la logistica (167 milioni di euro), in particolare per interventi di miglioramento delle strutture di raffineria; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e all'estero (146 milioni di euro); (iii) l'acquisto di stazioni di servizio in Europa (102 milioni di euro, in particolare in Germania e Spagna).

Gli investimenti nel settore Ingegneria e Servizi (209 milioni di euro) sono aumentati di 66 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 46,2% e hanno riguardato essenzialmente l'attività *costruzioni e perforazioni* (198 milioni di euro) e

si riferiscono in particolare al sostanziale completamento dell'unità di produzione e di stoccaggio galleggiante di petrolio (FPSO) Mystras destinata a operare nei giacimenti di Okono/Okpoho in Nigeria, al completamento della conversione della nave Maxita nel nuovo mezzo per field development Saipem 3000 e al completamento degli interventi sulla piattaforma semisommersibile di perforazione Scarabeo 7 per renderla idonea all'esecuzione di una commessa in Nigeria.

Gli investimenti in partecipazioni (4.103 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'OPA eseguita sulle azioni Italgas (2.567 milioni di euro); (ii) l'acquisto del 100% della Fortum Petroleum (909 milioni di euro), l'acquisto del 50% della Unión Fenosa Gas (441 milioni di euro), nonché l'acquisto delle quote di maggioranza del capitale di società operanti nella distribuzione di gas naturale in Ungheria (68 milioni di euro).

■ Eventi principali

Nel presente capitolo sono indicati gli eventi principali verificatisi nel periodo 17 settembre - 11 novembre 2003⁴.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con sentenza del 29 settembre 2003 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia ha respinto il ricorso presentato dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") per l'annullamento delle delibere 26/2002 e 49/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe di stoccaggio⁵. La Stogit sta esaminando le motivazioni della sentenza di primo grado ai fini della presentazione dell'appello al Consiglio di Stato.

Decreto legge n. 239/2003

Il D.L. n. 239/2003 (cd. "salva black out"), convertito con modificazioni dalla legge 290/2003, vieta alle società operanti nei settori del gas e dell'energia elettrica con decorrenza 1° luglio 2007 di detenere quote superiori al 20% del capitale di società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di gas naturale e di energia elettrica. In ottemperanza alla disposizione, l'Eni cederà quote di partecipazione in Snam Rete Gas - società proprietaria di circa il 95% della Rete Nazionale di Gasdotti e nella quale l'Eni detiene il 59,76% del capitale sociale - fino a raggiungere la quota del 20% entro il 1° luglio 2007.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni relative al 2003 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in moderata crescita rispetto al 2002 (+1,4%) a seguito dell'accelerazione dell'attività economica in USA e Asia nella

(4) Gli eventi principali verificatisi nel periodo 1° gennaio - 16 settembre 2003 sono illustrati nella relazione semestrale al 30 giugno 2003.

(5) Con la delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stogit ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. Nell'aprile 2002 la Stogit ha impugnato le delibere 26/2002 e 49/2002 davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dall'Autorità e, nel bilancio di esercizio 2002, ha prudenzialmente allineato il patrimonio netto al quadro tariffario vigente.

seconda metà dell'anno. La previsione dell'Eni sul prezzo del petrolio nel 2003 indica un valore medio del Brent di circa 28,5 dollari/barile (+14% rispetto al 2002) che riflette l'ipotesi di tenuta del prezzo sui 28 dollari/barile nell'ultima parte dell'anno in relazione alla crescita dei consumi, al lento ritorno sul mercato della produzione irachena e al taglio delle quote produttive deciso recentemente dall'OPEC (con effetto dal 1° novembre);

- nel 2003 l'euro è previsto rafforzarsi nei confronti del dollaro a seguito del processo di aggiustamento degli squilibri dell'economia statunitense, i cui effetti sono in parte attenuati dal differenziale di crescita delle due aree; la previsione dell'Eni indica un tasso di cambio medio annuo euro/dollaro nell'intorno di 1,12 dollari per euro che rappresenta un incremento di circa il 18% rispetto alla media del 2002 (0,946);
- la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere di circa l'8% rispetto al 2002 a seguito dei maggiori consumi nel settore residenziale, quasi esclusivamente dovuti all'effetto climatico, e nella produzione termoelettrica;
- i margini di raffinazione nell'area europea sono previsti in media annua su valori più elevati rispetto a quelli particolarmente depressi registrati nel 2002. La dinamica dei margini è prevista attenuarsi nel quarto trimestre a seguito dell'incertezza sull'andamento della domanda dei prodotti petroliferi, nonché dell'esaurirsi della spinta dei fattori contingenti che hanno sostenuto i margini nella prima metà dell'anno.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2003 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- la produzione giornaliera di idrocarburi è prevista in aumento rispetto al 2002, in linea con il tasso medio di incremento previsto nel periodo 2002-2006 (circa il 6%);
- i volumi di gas naturale venduti in Italia dall'Eni nella distribuzione primaria, in ipotesi di clima normale nella restante parte dell'anno, sono previsti in leggera flessione rispetto al 2002; il valore atteso considera in particolare una contrazione delle vendite ai grossisti e al settore industriale cui si contrappone un incremento al settore termoelettrico. Sono invece previsti crescere di oltre il 30% i volumi venduti in Europa, compresa la distribuzione secondaria;
- la produzione venduta di energia elettrica è prevista in aumento di oltre l'8% rispetto al 2002;
- le lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero sono previste diminuire di circa il 4% a seguito della progressiva entrata a regime degli accordi relativi alla cessione della raffineria di Priolo (7,5 milioni di tonnellate a regime nel 2006). Nel 2003 si prevede di mantenere il pieno utilizzo degli impianti (99% nel 2002);
- le vendite di prodotti petroliferi sulla rete in Italia e nel resto d'Europa sono previste in aumento. I maggiori volumi venduti nel resto d'Europa a seguito del perfezionamento degli acquisti di stazioni di servizio in Spagna, Germania e Francia e sulla rete portante in Italia consentiranno di compensare la flessione dovuta agli effetti del processo di razionalizzazione in Italia; l'erogato medio, anche a seguito delle maggiori vendite sulla rete portante, è atteso in aumento.

Nel 2003 sono previsti investimenti tecnici di circa 9 miliardi di euro; circa il 92% degli investimenti riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

■ Exploration & Production

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
1.327	1.457	9,8	Utile operativo (milioni di euro)	3.842	4.367	13,7
1.451	1.556	7,2	Produzione giornaliera di idrocarburi (migliaia di boe)	1.453	1.537	5,8
320	295	(7,8)	Italia	315	302	(4,1)
360	357	(0,8)	Africa Settentrionale	347	345	(0,6)
240	265	10,4	Africa Occidentale	238	254	6,7
271	317	17,0	Mare del Nord	299	344	15,1
260	322	23,8	Resto del mondo	254	292	15,0
124,7	141,2	13,2	Produzione venduta (milioni di boe)	380,8	408,5	7,3

Primi nove mesi

L'utile operativo dei primi nove mesi ammonta a 4.367 milioni di euro con un aumento di 525 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 13,7%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +19,6%; gas naturale +19,7%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+27,7 milioni di boe, pari al 7,3%); (iii) alla riduzione dei costi connessa alle sinergie ottenute e alle razionalizzazioni effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dall'effetto dell'applicazione alle prestazioni di stoccaggio rese alla Divisione Gas & Power delle tariffe disposte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere 26/2002 e 49/2002 (nei primi nove mesi del 2002, in attesa dell'esito del ricorso avverso le delibere, le prestazioni vennero valorizzate con le tariffe precedenti; v. "Principali eventi"); (iii) dalla rilevazione di svalutazioni di asset minerari (140 milioni di euro) riferite prevalentemente a unproved property in Pakistan e Regno Unito in relazione al processo di accertamento delle riserve (84 milioni di euro nei primi nove mesi del 2002); (iv) dalla circostanza che nei primi nove mesi del 2002 vennero rilevate plusvalenze su cessioni di asset di 50 milioni di euro.

Nei primi nove mesi la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.537 mila boe (petrolio e condensati 963 mila barili; gas naturale 574 mila boe⁶) con un incremento di 84 mila boe, pari al 5,8%, dovuto: (i) all'acquisto della società norvegese Fortum Petroleum; (ii) agli avvii di giacimenti, principalmente in Australia, Algeria, Pakistan, Iran e Nigeria; (iii) alla crescita produttiva registrata principalmente in Nigeria e Kazakhstan; (iv) al venir meno dei tagli OPEC. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal declino produttivo di giacimenti maturi; (ii) dalla minore attribuzione di produzione nei Production Sharing Agreement dovuta all'aumento del prezzo del barile⁷; (iii) dagli effetti dell'interruzione della produzione in Venezuela a causa dello sciopero nazionale all'inizio dell'anno; (iv) dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'80% (78,3% nel 2002). In ottobre, la produzione giornaliera è stata di 1,6 milioni di boe.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (963 mila barili) è aumentata di 48 mila barili, pari al 5,2%, a seguito degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (ii) Nigeria, anche per l'avvio del giacimento di Abo (Eni operatore con il 50,19%); (iii) Australia, per l'av-

(6) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (rispettivamente 24 e 25 mila boe/giorno nei primi nove mesi 2002 e nei primi nove mesi 2003).

(7) Nei PSA la produzione, valorizzata ai prezzi di riferimento, consente sia il recupero dei costi sostenuti (Cost Oil) e il riconoscimento di una remunerazione (Profit Oil), quest'ultima suddivisa tra la Società di Stato e la compagnia petrolifera. L'aumento del prezzo del barile comporta di norma la minore attribuzione alla compagnia petrolifera delle quantità di idrocarburi prodotte destinate alle suddette componenti; l'inverso nel caso di riduzione del prezzo.

vio del giacimento di Woollybutt (Eni operatore con il 65%); (iv) Algeria, per l'avvio dei giacimenti di Ourhoud (quota Eni 4,59%) e di ROM Est (Eni operatore con il 100%); (v) Iran, per l'avvio dei giacimenti di Balal (quota Eni 38,25%); (vi) Venezuela, nel giacimento di Dacion (Eni operatore con il 100%); (vii) Kazakhstan, nel giacimento di Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate in Angola, a seguito della fermata per manutenzione del mezzo FPSO (Floating Production Storage Offloading) installato sul giacimento di Kuito (quota Eni 20%), dal declino produttivo di giacimenti maturi in Congo ed Egitto, nonché dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002.

La produzione giornaliera di gas naturale (574 mila boe) è aumentata di 36 mila boe, pari al 6,7%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Pakistan, anche per l'avvio dei giacimenti di Bhit (Eni operatore con il 40%) e di Sawan (quota Eni 23,7%), nonché per l'entrata a regime del giacimento di Miano (quota Eni 15,16%); (ii) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (iii) Trinidad & Tobago, per l'entrata a regime dei giacimenti del Blocco NMCA-1 (quota Eni 17,31%); (iv) Nigeria, per l'incremento dei volumi di gas naturale trattati presso l'impianto di Bonny (quota Eni 10,4%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e negli Stati Uniti.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 408,5 milioni di boe. Il minor volume rispetto alla produzione di 11 milioni di boe è dovuto essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (7 milioni di boe), all'accumulo temporaneo di scorte tecniche legate al processo di commercializzazione e ai minori ritiri di idrocarburi all'estero rispetto alle quote di diritto (underlifting⁸).

Terzo trimestre

L'utile operativo del terzo trimestre ammonta a 1.457 milioni di euro con un aumento di 130 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 9,8%, dovuto essenzialmente all'aumento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +5,9%; gas naturale +5,9%) e alla maggiore produzione venduta di idrocarburi (16,5 milioni di boe, pari al 13,2%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+14,2%).

La produzione giornaliera di idrocarburi nel terzo trimestre è stata di 1.556 mila boe (petrolio e condensati 985 mila barili; gas naturale 571 mila boe) con un aumento di 105 mila boe, pari al 7,2%, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum, agli avvisi di giacimenti in Pakistan, Australia, Algeria, Iran e Nigeria e alla crescita produttiva registrata principalmente in Nigeria, Venezuela e Kazakhstan. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (985 mila barili) è aumentata di 77 mila barili, pari all'8,5%, a seguito degli aumenti registrati in particolare in Nigeria, Norvegia, Australia, Kazakhstan, Venezuela, Iran, in parte assorbiti dalle flessioni in Algeria, Congo e Italia.

La produzione giornaliera di gas naturale (571 mila boe) è aumentata di 28 mila boe, pari al 5,2%, a seguito degli aumenti registrati in particolare in Pakistan, Norvegia, Nigeria e Trinidad & Tobago, in parte assorbiti dalle flessioni in Italia e negli Stati Uniti.

(8) Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/underlifting.

Gas & Power

Terzo trimestre			Primi nove mesi			
2002	2003	Var. %		2002	2003	Var. %
375	390	4,0	Utile operativo (milioni di euro)	2.378	2.458	3,4
11,20	11,68	4,3	Vendite della distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	45,26	47,48	4,9
8,91	8,89	(0,2)	Italia	38,30	37,85	(1,2)
2,14	2,03	(5,1)	Grossisti (aziende distributrici)	18,02	16,63	(7,7)
3,29	2,78	(15,5)	Industriali	10,58	9,56	(9,6)
3,48	4,08	17,2	Termoelettrici	9,70	11,66	20,2
2,29	2,76	20,5	Resto d'Europa ⁽¹⁾	6,96	9,60	37,9
	0,03	..	Brasile		0,03	..
0,58	0,75	29,3	Vendite della distribuzione secondaria all'estero (miliardi di metri cubi)	2,52	3,18	26,2
15,41	15,74	2,1	Trasporto di gas naturale Italia (miliardi di metri cubi)	54,72	55,65	1,7
10,47	9,87	(5,7)	Per conto Eni	40,44	37,60	(7,0)
4,94	5,87	18,8	Per conto terzi	14,28	18,05	26,4
1.061	1.158	9,1	Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	3.666	3.668	0,1

(1) Dal 2003 il settore Gas & Power è responsabile dell'attività di commercializzazione, prevalentemente nel Mare del Nord, di gas di produzione svolta in precedenza direttamente dal settore Exploration & Production. Ai fini di consentire un confronto omogeneo, i volumi venduti nei primi nove mesi del 2002 e nel terzo trimestre 2002 sono stati rettificati in aumento, rispettivamente di 1,20 e 0,40 miliardi di metri cubi.

Primi nove mesi

L'utile operativo dei primi nove mesi ammonta a 2.458 milioni di euro con un aumento di 80 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 3,4%, dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori volumi venduti nella distribuzione primaria (+2,22 miliardi di metri cubi, pari al 4,9%) e secondaria all'estero (+0,66 miliardi di metri cubi, pari al 26,2%); (ii) all'incremento dei margini nella distribuzione primaria, connesso essenzialmente all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dai rinnovi contrattuali, nonché all'incremento dei margini nella distribuzione secondaria; (iii) alla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto delle azioni Italgas oggetto dell'OPA e il patrimonio netto contabile sottostante (-68 milioni di euro); (ii) dalla flessione dell'utile operativo dell'attività di generazione elettrica (-34 milioni di euro) a seguito essenzialmente dell'incremento dei costi dei combustibili superiore a quello registrato dal prezzo di vendita dell'energia elettrica e dei maggiori costi connessi alla fermata per manutenzione programmata dell'impianto di Taranto; (iii) dalla circostanza che nei primi nove mesi del 2002 venne rilevato (con un effetto complessivo positivo di 13 milioni di euro) il provento connesso ai conguagli tariffari per l'esercizio 2001 (74 milioni di euro), in applicazione della delibera n. 122/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella distribuzione secondaria, e l'utilizzo di fondi rischi eccedenti (46 milioni di euro) solo in parte assorbiti dal pagamento del tributo ambientale

istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002, n. 2 (65 milioni di euro) e dalla svalutazione di asset delle società argentine di distribuzione e della Gas Brasiliano Distribuidora (42 milioni di euro).

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (47,48 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,22 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 4,9%.

Le vendite di gas naturale in Italia (37,85 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,45 miliardi di metri cubi, pari all'1,2%, a seguito essenzialmente della flessione nelle vendite ai grossisti (1,39 miliardi di metri cubi) e al settore industriale (1,02 miliardi di metri cubi) dovuta all'azione della concorrenza, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite al settore termoelettrico (1,96 miliardi di metri cubi) e dagli effetti del clima più rigido.

Le vendite nel resto d'Europa (9,60 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,64 miliardi di metri cubi, pari al 37,9%, a seguito essenzialmente: (i) della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine a operatori del settore (1,20 miliardi di metri cubi); (ii) dell'avvio nella seconda metà del 2002 della fornitura di GNL alla società elettrica spagnola Iberdrola (0,56 miliardi di metri cubi); (iii) della crescita dell'attività di commercializzazione nel Nord Europa (0,56 miliardi di metri cubi); (iv) dell'avvio in febbraio delle forniture di gas al mercato turco attraverso il gasdotto Blue Stream (0,23 miliardi di metri cubi).

Le vendite della distribuzione secondaria in Italia (5,80 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,32 miliardi di metri cubi, pari al 5,8%, a seguito dei maggiori consumi e dell'aumento del numero dei clienti (5,78 milioni al 30 settembre 2003, +151 mila unità rispetto al 30 settembre 2002). Il numero dei comuni serviti al 30 settembre 2003 era di 1.210 unità (1.197 al 31 dicembre 2002).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (3,18 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,66 miliardi di metri cubi, pari al 26,2%, a seguito dell'aumento dei consumi, prevalentemente sul mercato ungherese, e dell'acquisto di società di distribuzione locale di gas naturale in Ungheria.

I volumi di gas immessi nella Rete Nazionale Gasdotti (55,65 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,93 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%, a seguito della ripresa della domanda di gas dovuta ai maggiori consumi per generazione elettrica connessi all'entrata in esercizio di alcune centrali a ciclo combinato dell'Enel e nel mercato residenziale e terziario per le più rigide condizioni climatiche dei mesi invernali, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai minori quantitativi di gas destinati agli stoccaggi. I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (18,05 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,77 miliardi di metri cubi, pari al 26,4%.

La produzione venduta di energia elettrica è stata di 3.668 gigawattora, in linea con i primi nove mesi del 2002. Gli effetti della maggiore produzione della centrale di Mantova e dell'entrata in esercizio del primo gruppo a ciclo combinato presso la centrale in costruzione di Ferrera Erbognone sono stati assorbiti dalla fermata per la manutenzione poliennale programmata dell'impianto di Taranto.

Terzo trimestre

L'utile operativo del terzo trimestre ammonta a 390 milioni di euro con un aumento di 15 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 4%, dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori volumi venduti nella distribuzione primaria (+0,48 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%), in particolare al settore termoelettrico; (ii) alla circostanza che nel terzo trimestre 2002 vennero rilevati il pagamento del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia (33 milioni di euro) e la svalutazione di asset della distribuzione secondaria in Brasile (25 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'ammortamento della differenza tra il costo di acquisto delle azioni Italgas oggetto dell'OPA e il patrimonio netto contabile sottostante (23 milioni di euro); (ii) dalla flessione (-10 milioni di euro) dell'utile operativo dell'attività di generazione elettrica.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (11,68 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,48 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 4,3%, a seguito delle maggiori vendite in Europa (0,47 miliardi di metri cubi); in Italia la flessione delle vendite al settore industriale e ai grossisti è stata sostanzialmente compensata dalle maggiori vendite al settore termoelettrico.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia (5,87 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,93 miliardi di metri cubi, pari al 18,8%.

La produzione venduta di energia elettrica è stata di 1.158 gigawattora con un incremento di 97 gigawattora rispetto al terzo trimestre del 2002, pari al 9,1%.

Refining & Marketing

Terzo trimestre			Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %	2002	2003	Var. %
122	151	23,8	244	476	95,1
13,20	12,32	(6,7)	38,84	36,64	(5,7)
2,87	2,84	(1,0)	8,35	8,22	(1,6)
0,69	0,88	27,5	1,91	2,21	15,7
1,12	0,30	(73,2)	1,10	0,87	(20,9)
2,55	2,45	(3,9)	7,75	7,43	(4,1)
1,59	1,55	(2,5)	4,20	4,56	8,6
11,02	9,08	(17,6)	15,53	13,35	(14,0)

Primi nove mesi

L'utile operativo dei primi nove mesi ammonta a 476 milioni di euro con un aumento di 232 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 95,1%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento del risultato dell'attività di raffinazione connesso principalmente alla ripresa dei margini (+2,19 dollari/barile il margine sul Brent), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) all'aumento dell'utile operativo dell'attività commerciale in Italia e in Europa connesso in particolare all'incremento dei margini; (iii) alla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione; (iv) all'utilizzo della riserva Lifo connesso alla riduzione delle scorte (+25 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione del risultato operativo delle attività commerciali in Brasile a seguito essenzialmente della flessione dei margini delle vendite rete e di GPL, nonché dalla rilevazione di oneri per rischi ambientali di 19 milioni di euro.

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (26,42 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,13 milioni di tonnellate rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 7,5%, a seguito essenzialmente del perfezionamento nel 2002 degli accordi relativi alla raffineria di Priolo. L'indice di utilizzo della capacità standard delle raffinerie di proprietà calcolato sulle lavorazioni complessive è stato del 100% (95% nei primi nove mesi del 2002). Il 31,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni (36,6% nei primi nove mesi del 2002).

Le vendite di prodotti petroliferi (36,64 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,2 milioni di tonnellate, pari al 5,7%, a seguito in particolare della flessione registrata in Italia nelle vendite alla petrolchimica, alle società petrolifere e ai trader (complessivamente 1,63 milioni di tonnellate), principalmente in relazione alle minori disponibilità conseguenti agli accordi relativi alla raffineria di Priolo, nonché nelle vendite sul mercato extrarete (0,32 milioni di tonnellate) a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile connesse alla riduzione della domanda nei settori termoelettrico – per la progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche – industriale e civile.

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia e nel resto d'Europa (10,43 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,17 milioni di tonnellate rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari all'1,7%.

Le vendite sulla rete in Italia (8,22 milioni di tonnellate) sono diminuite di 130 mila tonnellate, pari all'1,6%, a seguito dell'effetto delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio, in parte compensato dalle maggiori vendite sulla rete portante, anche a seguito del successo sul mercato del BluDiesel. Al 30 settembre 2003 la rete di distribuzione dell'Eni in Italia era costituita da 7.531 stazioni di servizio (di cui circa il 50% di proprietà) con una flessione di 179 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuta al perfezionamento di parte degli accordi di cessione definiti nel 2002 (108 unità) e al saldo negativo di 84 unità risultante dalle acquisizioni e dalle risoluzioni di contratti di convenzionamento. Nei primi nove mesi del 2003 sono state aperte 13 nuove stazioni di servizio della rete portante.

Le vendite sulla rete nel resto d'Europa (2,21 milioni di tonnellate) sono aumentate di 300 mila tonnellate, pari al 15,7%, a seguito degli acquisti di stazioni di servizio in Francia e nell'Europa Centro-Orientale perfezionati nella seconda metà del 2002 e degli acquisti in Spagna e Germania perfezionati nel primo semestre 2003. Rispetto al 30 settembre 2002, le stazioni di servizio nel resto d'Europa sono aumentate di 347 unità. Le vendite sul mercato rete in Brasile e Africa sono diminuite di 230 mila tonnellate, pari al 20,9%, a seguito essenzialmente del completamento a fine 2002 del processo di uscita dal continente africano e degli effetti del processo di ristrutturazione della rete in Brasile. Al 30 settembre 2003 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.302 stazioni di servizio con un aumento di 250 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuto al perfezionamento degli accordi di acquisto definiti nel 2002 e all'inizio del 2003 in Spagna, Germania e Francia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di stazioni di servizio, principalmente convenzionate, in Brasile.

Terzo trimestre

L'utile operativo del terzo trimestre ammonta a 151 milioni di euro con un aumento di 29 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari al 23,8%, dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori margini di raffinazione (+1,53 dollari/barile il margine sul Brent), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) al miglioramento dei margini dell'attività commerciale in Italia e in Europa.

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (9,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,62 milioni di tonnellate, pari al 6,3%, a seguito essenzialmente del perfezionamento nel 2002 degli accordi relativi alla raffineria di Priolo. Le vendite di prodotti petroliferi (12,32 milioni di tonnellate) sono diminuite di 880 mila tonnellate, pari al 6,7%. Le principali diminuzioni hanno riguardato il mercato extrarete in Italia e le altre vendite; in aumento le vendite rete nel resto d'Europa.

Terzo trimestre			Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %	2002	2003	Var. %
50	(63)	..	13	(114)	..
1.282	1.427	11,3	4.146	4.052	(2,3)
725	708	(2,3)	2.208	2.102	(4,8)
273	306	12,1	874	887	1,5
284	413	45,4	1.064	1.063	(0,1)

Primi nove mesi

Il settore nei primi nove mesi ha registrato la perdita operativa di 114 milioni di euro a fronte dell'utile operativo di 13 milioni di euro conseguito nei primi nove mesi del 2002. Il peggioramento di 127 milioni di euro è dovuto: (i) alla rilevazione di svalutazioni di asset di 83 milioni di euro, al fine di adeguare il valore di libro al loro valore d'uso (impairment test); (ii) alla svalutazione delle scorte di prodotti di 27 milioni di euro per adeguarle ai previsti prezzi di realizzo (nei primi nove mesi del 2002 venne rilevata una ripresa di valore di 44 milioni di euro); (iii) alla flessione dei volumi venduti (-2,3%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento dei margini, in particolare nella petrolchimica di base, connesso essenzialmente all'aumento più accentuato dei prezzi di vendita (+6% in media) rispetto al costo in euro della materia prima (+2,8%); (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate.

Le vendite (4.052 mila tonnellate) sono diminuite di 94 mila tonnellate, pari al 2,3%, a seguito della debolezza generalizzata della domanda. Le flessioni più marcate sono state registrate nella petrolchimica di base (-4,8%), in particolare nelle olefine (-9,7%) e negli aromatici (-8,5%) a seguito del calo della domanda e della minore disponibilità di prodotto, anche per effetto di eventi accidentali; queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'aumento delle vendite di intermedi (+14,2%) a seguito della maggiore disponibilità di prodotto. Nei polietileni (-0,1%) la ripresa della domanda nel terzo trimestre (+45,4%) - dovuta ai bassi prezzi che hanno favorito la ricostituzione delle scorte da parte degli utilizzatori finali - ha consentito di compensare pienamente la flessione registrata nei primi sei mesi. In aumento le vendite di stirenici ed elastomeri grazie al recupero registrato nel terzo trimestre; in particolare negli stirenici gli aumenti hanno riguardato i polistiroli espansi e compatti; negli elastomeri, le gomme SBR, BR e i lattici a fronte del calo delle gomme speciali penalizzate dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

Le produzioni (5.383 mila tonnellate) sono aumentate di 13 mila tonnellate, pari allo 0,2%. I principali aumenti hanno riguardato gli stirenici e, con andamenti differenziati tra singoli prodotti, i polietileni e gli elastomeri. Le principali flessioni sono state registrate nelle olefine e negli intermedi.

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre il settore ha registrato la perdita operativa di 63 milioni di euro a fronte dell'utile operativo di 50 milioni di euro conseguito nel terzo trimestre 2002. Il peggioramento di 113 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla flessione dei margini connessa alla riduzione dei prezzi di vendita più accentuata di quella del costo in euro della carica petrolifera, nonché alla circostanza che nel terzo trimestre 2002 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di 16 milioni di euro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle vendite (+11,3%).

Le vendite (1.427 mila tonnellate) sono aumentate di 145 mila tonnellate, pari all'11,3%. Le produzioni (1.794 mila tonnellate) sono aumentate di 60 mila tonnellate, pari al 3,5%.

■ Ingegneria e Servizi

(milioni di €)

Terzo trimestre			Primi nove mesi		
2002	2003	Var. %	2002	2003	Var. %
73	81	11,0	232	220	(5,2)
			10.339	10.529	1,8
			5.278	5.564	5,4
			5.061	4.965	(1,9)

Primi nove mesi

L'utile operativo dei primi nove mesi ammonta a 220 milioni di euro (di cui 219 milioni riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*) con una flessione di 12 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 5,2%.

L'attività *costruzioni e perforazioni* registra una diminuzione dell'utile operativo di 21 milioni di euro, in particolare nell'area Costruzioni mare, a seguito della chiusura della commessa Blue Stream e del ridotto utilizzo di mezzi navali, e nell'area Perforazioni mare a seguito degli interventi eseguiti sui mezzi Scarabeo 5 e 7 e del ridotto utilizzo dello Scarabeo 6. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal maggiore contributo della Bouygues Offshore acquistata nel luglio 2002 (68 milioni di euro dopo l'ammortamento di 21 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile) e dalla maggiore redditività di alcune commesse nell'area Costruzioni terra.

L'attività *ingegneria* registra l'utile operativo di un milione di euro a fronte della perdita operativa di 8 milioni di euro nei primi nove mesi del 2002. Il miglioramento di 9 milioni di euro è dovuto essenzialmente ai maggiori livelli di attività. Considerando nella gestione operativa i risultati derivanti dall'attività svolta in joint venture, che sono inclusi nel conto economico nei proventi su partecipazioni, l'utile operativo conseguito nei primi nove mesi del 2003 è di 23 milioni di euro (7 milioni di euro nei primi nove mesi del 2002, in termini omogenei).

Gli ordini acquisiti nei primi nove mesi del 2003 (4.900 milioni di euro) sono diminuiti di 1.680 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2002, pari al 25,5%. Il 90% degli ordini acquisiti riguarda lavori da realizzare all'estero; l'11% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni. Al 30 settembre 2003 il portafoglio ordini (10.529 milioni di euro) è aumentato di 190 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002, pari all'1,8%. L'80% del portafoglio ordini riguarda lavori da realizzare all'estero; il 12% lavori assegnati da imprese dell'Eni.

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre il settore ha conseguito l'utile operativo di 81 milioni di euro con un aumento di 8 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2002, pari all'11%, riferito interamente all'attività *costruzioni e perforazioni*.



Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: € 4.002.877.626 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1
Gela (CL) - Strada Provinciale, 82

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.it

Sito internet: <http://www.eni.it>

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depositary

Morgan Guaranty Trust Company of New York
ADR Department
60 Wall Street (36th Floor)
New York, New York 10260
Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent

Morgan ADR Service Center
2 Heritage Drive
North Quincy, MA 02171
Tel. 617-575-4328

Progetto Grafico: Fausta Orecchio/Orecchio acerbo

Illustrazione di copertina: Lorenzo Mattotti

Stampa digitale: System Graphic - Roma



Società per Azioni · Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 Roma · Tel +39.0659821 · Fax +39.0659822141 · www.eni.it

