



Eni's Way

RELAZIONE TRIMESTRALE

AL 30 GIUGNO 2002

RELAZIONE
TRIMESTRALE
AL 30 GIUGNO 2002



S O M M A R I O

Criteri di redazione	2
Conto economico	2
Ricavi della gestione caratteristica	6
Costi operativi	7
Ammortamenti e svalutazioni	8
Oneri finanziari netti	9
Proventi netti su partecipazioni	9
(Oneri) proventi straordinari netti	9
Componenti non ricorrenti	10
Imposte sul reddito	10
Utile di terzi azionisti	11
Indebitamento finanziario netto	11
Investimenti tecnici	11
Principali eventi	12
Evoluzione prevedibile della gestione	18
Andamento dei principali settori di attività	
Esplorazione e Produzione	20
Gas & Power	22
Raffinazione e Marketing	24
Petrochimica	26
Ingegneria e Servizi	27
Allegato: Consolidato pro-forma Eni e Polimeri Europa Srl al 30 giugno 2001	28

PRINCIPALI DATI ECONOMICI

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
12.136	11.199	(7,7)	Ricavi della gestione caratteristica	26.018	23.904	(8,1)
3.562	3.230	(9,3)	Margine operativo lordo	8.379	7.116	(15,1)
2.413	1.875	(22,3)	Utile operativo	6.119	4.575	(25,2)
			Utile netto	3.537	2.261	(36,1)
1.795	1.952	8,7	Investimenti tecnici	2.976	3.493	17,4
			Indebitamento finanziario netto a fine periodo	9.105	8.500	(6,6)

(milioni di €)

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 del primo semestre non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
1.346	1.468	9,1	Produzione giornaliera di idrocarburi (1) (migliaia di boe)	1.366	1.455	6,5
847	927	9,4	petrolio (migliaia di barili)	854	919	7,6
499	541	8,4	gas naturale (1) (migliaia di boe)	512	536	4,6
11,29	10,37	(8,1)	Vendite di gas naturale in Italia (2) (miliardi di metri cubi)	31,61	29,39	(7,0)
0,36	1,76	388,9	Vendite di gas naturale in Europa per l'Italia (miliardi di metri cubi)	0,83	3,76	353,0
2,44	4,79	96,3	Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi)	4,87	9,34	91,8
1.339	1.239	(7,5)	Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	2.658	2.605	(2,0)
13,24	13,42	1,4	Vendite prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	25,85	25,64	(0,8)
1.671	1.494	(10,6)	Vendite prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	3.249	3.358	3,4

(1) A partire dal bilancio 2001 la produzione di gas utilizzata come autoconsumo nei paesi in cui vi sia un mercato alternativo è inclusa nelle produzioni; coerentemente, la produzione giornaliera di idrocarburi del primo semestre e del secondo trimestre 2001 è stata rettificata in aumento di 15 mila boe.

(2) Dalla distribuzione primaria.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
27,33	25,04	(8,4)	Prezzo medio del greggio Brent dated (1)	26,59	23,09	(13,2)
2,31	0,73	(68,4)	Margini europei medi di raffinazione (2)	2,24	0,47	(79,0)
0,873	0,919	5,3	Cambio medio Euro/USD	0,898	0,898	0,0
4,6	3,4	(26,1)	Euribor (3)	4,7	3,4	(27,7)

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

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

(3) Valori percentuali.

CRITERI DI REDAZIONE

La relazione trimestrale al 30 giugno 2002 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 al primo semestre e al secondo trimestre 2002, nonché al primo semestre e al secondo trimestre 2001. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 2001, al 31 marzo 2002 e al 30 giugno 2002. Nella redazione della relazione trimestrale al 30 giugno 2002 sono stati applicati gli stessi criteri di valutazione utilizzati per la redazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato al 31 dicembre 2001. 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 giugno 2002 non è sottoposta a revisione contabile.

Con effetto dal 1° gennaio 2002, la Polimeri Europa Srl, in precedenza valutata con il criterio del patrimonio netto perché ne era prevista la vendita, è entrata nell'area di consolidamento. La Polimeri Europa Srl (ora Polimeri Europa SpA) ha ricevuto in conferimento, con effetto dal 1° gennaio 2002, le attività relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri" svolte in Italia nei siti produttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara, nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. Sono stati esclusi dal conferimento gli impianti che presentano criticità gestionali. Ai fini di un confronto omogeneo, la situazione contabile al 30 giugno 2001 e quella del secondo trimestre 2001 assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001. L'analisi della situazione pro-forma al 30 giugno 2001 è indicata in allegato.

CONTO ECONOMICO

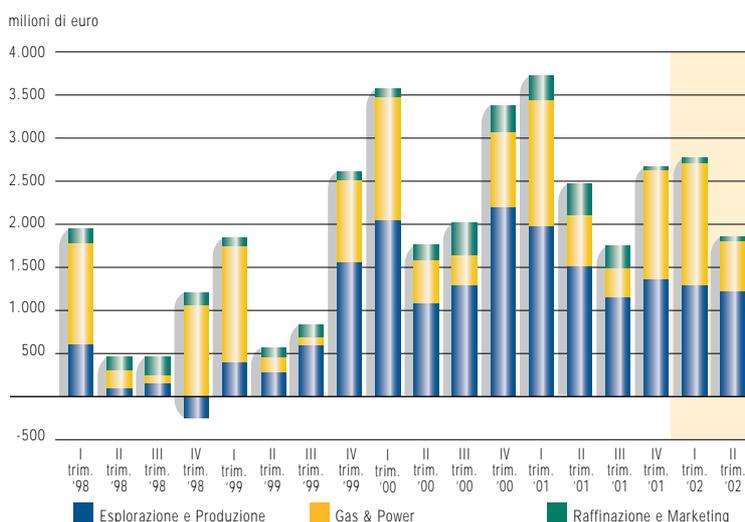
Secondo trimestre			Primo semestre		
2001	2002	Var. %	2001	2002	Var. %
12.136	11.199	(7,7)	26.018	23.904	(8,1)
142	350	146,5	382	535	40,1
(8.716)	(8.319)	(4,6)	(18.021)	(17.323)	(3,9)
3.562	3.230	(9,3)	8.379	7.116	(15,1)
(1.149)	(1.355)	17,9	(2.260)	(2.541)	12,4
2.413	1.875	(22,3)	6.119	4.575	(25,2)
			(180)	(81)	(55,0)
			11	50	..
			5.950	4.544	(23,6)
			430	(93)	..
			6.380	4.451	(30,2)
			(2.745)	(1.822)	(33,6)
			3.635	2.629	(27,7)
			(98)	(368)	275,5
			3.537	2.261	(36,1)
			404	(211)	..
			3.133	2.472	(21,1)

Primo semestre

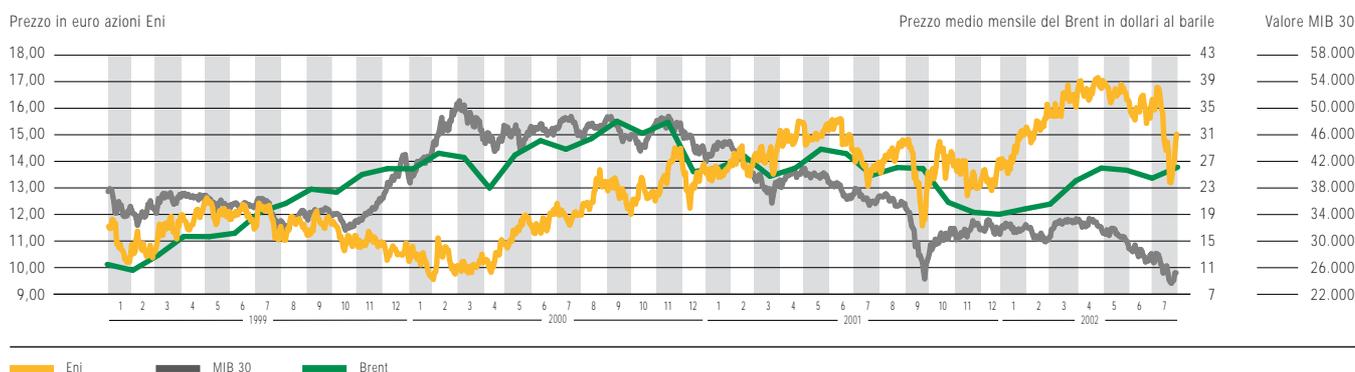
L'utile netto conseguito nel primo semestre 2002 ammonta a 2.261 milioni di euro, con una flessione di 1.276 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 36,1%, dovuta: (i) alla riduzione dell'utile operativo (-1.544 milioni di euro, pari al 25,2%) connessa in particolare alla flessione del prezzo del barile (-11,8% per il petrolio, -19,7% per il gas naturale) e alla rilevante flessione del margine di raffinazione (-79% sul Brent); (ii) alla variazione negativa del saldo oneri/proventi straordinari (-523 milioni di euro) dovuta alla circostanza che nel primo semestre 2001 vennero rilevate plusvalenze su cessioni di asset di 877 milioni di euro, in parte assorbite dai minori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica; (iii) alla quota di utili di Snam Rete Gas attribuita ai terzi azionisti a seguito del collocamento avvenuto nel dicembre 2001 (-199 milioni di euro). Queste variazioni negative sono state parzialmente compensate dalla riduzione delle imposte sul reddito (+923 milioni di euro, pari al 33,6%), dovuta in particolare alla flessione dell'utile prima delle imposte.

L'utile netto prima delle componenti non ricorrenti (211 milioni di euro) e dell'attribuzione ai terzi azionisti dell'utile di competenza di Snam Rete Gas (199 milioni di euro) diminuisce del 14,7% (2.671 milioni di euro contro i 3.133 milioni del primo semestre 2001).

UTILE OPERATIVO DELLE ATTIVITÀ DEL PETROLIO E DEL GAS NATURALE



ENI E MIB 30 - 4 GENNAIO 1999 - 30 LUGLIO 2002



UTILE OPERATIVO

Secondo trimestre			Primo semestre		
2001	2002	Var. %	2001	2002	Var. %
1.510	1.228	(18,7)	3.485	2.515	(27,8)
596	577	(3,2)	2.062	2.003	(2,9)
372	60	(83,9)	666	122	(81,7)
(71)	(25)	(64,8)	(96)	(141)	46,9
48	73	52,1	90	159	76,7
(42)	(38)	(9,5)	(88)	(83)	(5,7)
2.413	1.875	(22,3)	6.119	4.575	(25,2)
44	(15)	..	41	(28)	..
2.369	1.890	(20,2)	6.078	4.603	(24,3)

(1) Il risultato operativo del primo semestre 2002 tiene conto prudenzialmente degli effetti (62 milioni di euro) della riduzione delle tariffe di modulazione e stoccaggio di gas naturale conseguente alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 26 marzo 2002, n. 49 oggetto di ricorso al TAR della Lombardia. In attesa dell'esito del ricorso, non è stata effettuata la rilevazione degli effetti delle nuove tariffe sull'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione, che eroga il servizio, e del settore Gas & Power che lo utilizza (rispettivamente in riduzione e in aumento di 202 milioni di euro).

(2) A partire dal 2002 è operativa la Divisione Gas & Power responsabile delle attività gas naturale e generazione elettrica dell'Eni; in precedenza i risultati delle due attività erano indicati separatamente.

L'utile operativo conseguito nel primo semestre 2002 ammonta a 4.575 milioni di euro, con una flessione di 1.544 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 25,2%, dovuta in particolare:

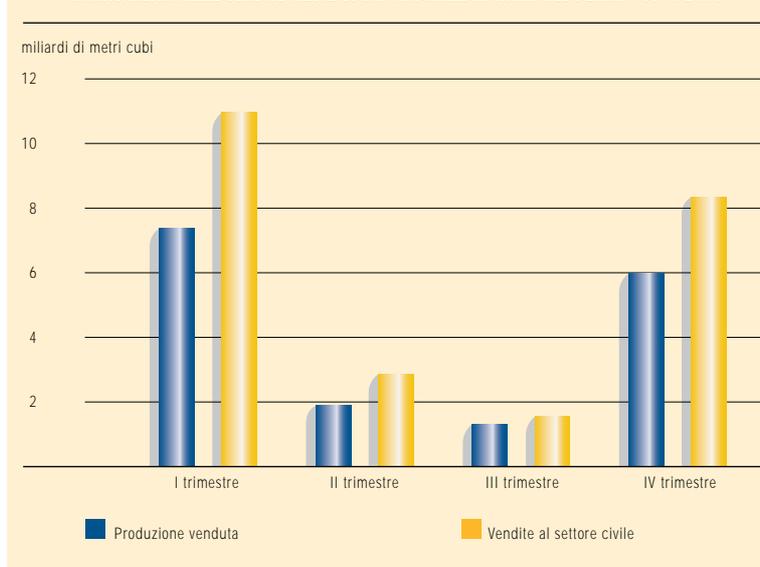
- alla riduzione dell'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione (-970 milioni di euro, pari al 27,8%) connessa alla diminuzione del prezzo del barile (petrolio -11,8%; gas naturale -19,7%), alla minore produzione venduta di gas naturale in Italia (-9,3 milioni di boe, pari al 18,8%, in gran parte dovuta ai minori prelievi dagli stoccaggi), nonché alle maggiori svalutazioni di asset (-78 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+15 milioni di boe, pari all'8,1%) e di petrolio in Italia (+3,1 milioni di barili, pari al 26,3%) e dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (42 milioni di euro);
- alla riduzione dell'utile operativo del settore Raffinazione e Marketing (-544 milioni di euro, pari all'81,7%) dovuta essenzialmente alla rilevante flessione del margine di raffinazione (-79% sul Brent), sceso nel semestre ai valori minimi degli ultimi 10 anni, parzialmente compensata dal miglioramento del risultato dell'attività commerciale connesso ai maggiori margini sul mercato europeo e in Brasile, in parte assorbito dagli effetti delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio in Italia;

Nel primo semestre la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.455 mila boe (petrolio e condensati 919 mila barili; gas naturale 536 mila boe), con un incremento di 89 mila boe, pari al 6,5%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (con un effetto sulla produzione di 34 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvisi di campi, principalmente in Algeria, Congo, Angola, Nigeria, Italia, Stati Uniti, Iran e

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 IN ITALIA NEL PERIODO 1995-2001



Pakistan; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente nel Regno Unito, in Algeria e negli Stati Uniti. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di campi maturi di gas naturale in Italia. La quota di produzione estera sul totale si mantiene sul 78%.

Nel primo semestre sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di efficienza che hanno consentito di realizzare risparmi di costi di 230 milioni di euro, compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione.

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre 2002 ammonta a 1.875 milioni di euro, con una diminuzione di 538 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 22,3%, dovuta: (i) alla flessione dell'utile operativo del settore Raffinazione e Marketing (-312 milioni di euro, pari all'83,9%) dovuta essenzialmente alla riduzione del margine di raffinazione (-68,4% sul Brent), parzialmente compensata dall'andamento positivo dei margini commerciali sul mercato europeo; (ii) alla flessione dell'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione (-282 milioni di euro, pari al 18,7%) a seguito della riduzione del prezzo del barile (petrolio -9,1%), delle maggiori svalutazioni (-81 milioni di euro), nonché dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore produzione venduta di idrocarburi (+10,4 milioni di boe, pari al 9,2%) e dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (42 milioni di euro); (iii) alla flessione dell'utile operativo del settore Gas & Power (-19 milioni di euro, pari al 3,2%) dovuto essenzialmente agli effetti negativi della variazione del mix di vendita della distribuzione primaria connesso alla maggiore incidenza delle vendite in Europa per l'Italia, alla svalutazione di attività in Argentina (34 milioni di euro), nonché al pagamento (32 milioni di euro) del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dall'incremento del margine nella distribuzione secondaria dovuto alle maggiori tariffe e agli effetti positivi relativi all'anno 2001 e al primo trimestre 2002 (rispettivamente 72 e 42 milioni di euro) derivanti dall'applicazione della delibera n. 122/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate: (i) dalla riduzione della perdita operativa del settore Petrolchimica (46 milioni, pari al 64,8%) dovuta in particolare ai minori ammortamenti e all'effetto dell'aumento dei prezzi nel secondo trimestre sulla valutazione delle scorte; (ii) dell'aumento dell'utile operativo del settore Ingegneria e Servizi (+25 milioni di euro, pari al 52,1%) dovuto in particolare all'attività *costruzioni e perforazioni*.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
3.410	3.059	(10,3)	Esplorazione e Produzione	7.317	6.282	(14,1)
3.030	3.066	1,2	Gas & Power	8.796	8.434	(4,1)
6.225	5.572	(10,5)	Raffinazione e Marketing	11.585	10.433	(9,9)
1.414	1.262	(10,7)	Petrolchimica	2.872	2.403	(16,3)
709	1.024	44,4	Ingegneria e Servizi	1.235	1.943	57,3
152	225	48,0	Altre attività	321	498	55,1
(2.804)	(3.009)	7,3	Elisioni di consolidamento	(6.108)	(6.089)	(0,3)
12.136	11.199	(7,7)		26.018	23.904	(8,1)

Primo semestre

I ricavi della gestione caratteristica (ricavi) conseguiti nel primo semestre (23.904 milioni di euro) sono diminuiti di 2.114 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001 pari all'8,1%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo del barile e dei principali prodotti del downstream. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione venduta di petrolio e dal maggior volume di attività del settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi del settore Esplorazione e Produzione (6.282 milioni di euro) sono diminuiti di 1.035 milioni di euro, pari al 14,1%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo del barile (petrolio -11,8%; gas naturale -19,7%), della minore produzione venduta di gas naturale in Italia (-9,3 milioni di boe, pari al 18,8%), nonché dei minori volumi commercializzati di idrocarburi d'acquisto (-21,6 milioni di boe), principalmente per il trasferimento dell'attività di trading di gas al settore Gas & Power. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+15 milioni di boe, pari all'8,1%) e di petrolio in Italia (+3,1 milioni di barili, pari al 26,3%).

I ricavi del settore Gas & Power (8.434 milioni di euro) sono diminuiti di 362 milioni di euro, pari al 4,1%, a seguito essenzialmente delle flessioni dei prezzi del gas naturale, anche a seguito della variazione del mix di vendita, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'assunzione dal settore Esplorazione e Produzione dell'attività di trading di gas naturale.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (10.433 milioni di euro) sono diminuiti di 1.152 milioni di euro, pari al 9,9%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-16,3% e -14% rispettivamente per la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia (-390 mila tonnellate, pari al 3,5%) connessa essenzialmente agli effetti delle chiusure/cessioni di stazioni di servizio.

I ricavi del settore Petrolchimica (2.403 milioni di euro) sono diminuiti di 469 milioni di euro, pari al 16,3%, a seguito essenzialmente della flessione del 18% dei prezzi medi di vendita dei prodotti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei volumi venduti (+3,4%).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (1.943 milioni di euro) sono aumentati di 708 milioni di euro, pari al 57,3%, a seguito della maggiore attività svolta, in particolare nelle *costruzioni e perforazioni*.

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA

Secondo trimestre			Primo semestre		
2001	2002	Var. %	2001	2002	Var. %
5.574	5.176	(7,1)	14.829	12.428	(16,2)
2.952	1.330	(54,9)	4.556	3.692	(19,0)
770	1.658	115,3	1.568	2.300	46,7
587	599	2,0	1.064	1.134	6,6
1.824	1.517	(16,8)	3.127	2.754	(11,9)
429	919	114,2	874	1.596	82,6
6.562	6.023	(8,2)	11.189	11.476	2,6
12.136	11.199	(7,7)	26.018	23.904	(8,1)

Secondo trimestre

I ricavi conseguiti nel secondo trimestre (11.199 milioni di euro) sono diminuiti di 937 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 7,7%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo del barile e dei principali prodotti del downstream, nonché dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione venduta di petrolio e dal maggior livello di attività del settore Ingegneria e Servizi.

COSTI OPERATIVI

Secondo trimestre			Primo semestre		
2001	2002	Var. %	2001	2002	Var. %
7.956	7.577	(4,8)	16.532	15.857	(4,1)
760	742	(2,4)	1.489	1.466	(1,5)
8.716	8.319	(4,6)	18.021	17.323	(3,9)

Primo semestre

I costi operativi sostenuti nel primo semestre (17.323 milioni di euro) sono diminuiti di 698 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 3,9%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione dei costi di approvvigionamento del gas naturale e delle materie prime petrolifere e petrolchimiche; (ii) della riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza che ha compensato pressoché interamente l'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione. Queste diminuzioni sono state parzialmente assorbite dal maggior livello di attività nel settore Ingegneria e Servizi.

Il costo lavoro (1.466 milioni di euro) è diminuito di 23 milioni di euro, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dell'occupazione in Italia dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate, i cui effetti sono stati parzialmente compensati della crescita del costo lavoro unitario in Italia.

L'occupazione al 30 giugno 2002 era di 72.902 unità, con un aumento rispetto al 31 dicembre 2001 di 497 unità dovuto all'incremento di 648 unità all'estero, i cui effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione di 151 unità in Italia

OCCUPAZIONE

	31.12.2001	30.06.2002
Esplorazione e Produzione	7.533	7.690
Gas & Power	14.286	13.535
Raffinazione e Marketing	15.172	14.690
Petrochimica	12.479	12.414
Ingegneria e Servizi	18.632	19.834
Altre attività	4.303	4.739
	72.405	72.902

connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate. L'aumento del personale all'estero è dovuto prevalentemente all'assunzione di personale di cantiere a tempo determinato nell'attività *costruzioni e perforazioni*.

Secondo trimestre

I costi operativi sostenuti nel secondo trimestre (8.319 milioni di euro) sono diminuiti di 397 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 4,6%, a seguito essenzialmente della flessione dei costi di approvvigionamento delle materie prime petrolifere e petrolchimiche, anche per effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, nonché della riduzione connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza. Queste variazioni sono state parzialmente assorbite dalla maggiore attività svolta nel settore Ingegneria e Servizi.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Secondo trimestre			Primo semestre		
2001	2002	Var. %	2001	2002	Var. %
793	911	14,9	1.538	1.743	13,3
98	89	(9,2)	210	191	(9,0)
118	127	7,6	238	251	5,5
80	46	(42,5)	164	90	(45,1)
46	67	45,7	85	134	57,6
10	10	0,0	18	27	50,0
1.145	1.250	9,2	2.253	2.436	8,1
4	105	..	7	105	..
1.149	1.355	17,9	2.260	2.541	12,4

Primo semestre

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nel primo semestre (2.541 milioni di euro) sono aumentati di 281 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 12,4%, a seguito degli incrementi registrati in particolare nel settore Esplorazione e Produzione (+205 milioni di euro), a seguito delle maggiori produzioni e dell'aumento dell'attività di ricerca esplorativa (53 milioni di euro), e nel settore Ingegneria e Servizi (+49 milioni di euro), a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi investimenti. Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione registrata nel settore Petrolchimica (-74 milioni di euro) dovuta alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001.

Le svalutazioni (105 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset minerari (85 milioni di euro) e attività della distribuzione secondaria di gas naturale in Argentina (17 milioni di euro) a seguito delle minori prospettive di redditività.

Secondo trimestre

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nel secondo trimestre (1.355 milioni di euro) sono aumentati di 206 milioni di euro, pari al 17,9%, a seguito degli aumenti registrati in particolare nei settori Esplorazione e Produzione e Ingegneria e Servizi, parzialmente assorbiti dalla flessione nel settore Petrolchimica.

ONERI FINANZIARI NETTI

Gli oneri finanziari netti sostenuti nel primo semestre (81 milioni di euro) sono diminuiti di 99 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, a seguito in particolare della riduzione dei tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor -1,3 punti percentuali) e dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 760 milioni di euro.

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nel primo semestre 2002 ammontano a 50 milioni di euro (proventi netti di 11 milioni di euro nel primo semestre 2001) e rappresentano il saldo tra: (i) proventi riguardanti essenzialmente gli utili conseguiti da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare nei settori Gas & Power, Esplorazione e Produzione, Raffinazione e Marketing e Ingegneria e Servizi; (ii) oneri riguardanti principalmente le perdite sofferte da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento, in particolare la Galp Energia SGPS SA (18 milioni di euro), riferiti all'ammortamento del goodwill, e la Blu SpA (25 milioni di euro). L'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 39 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001 è dovuto in particolare alla minore perdita sofferta sulla Galp Energia (87 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla maggiore svalutazione della Blu SpA.

(ONERI) PROVENTI STRAORDINARI NETTI

	(milioni di €)	
	I semestre 2001	I semestre 2002
Proventi straordinari		
Plusvalenze da cessioni	877	47
Altri proventi straordinari	134	48
	1.011	95
Oneri straordinari		
Oneri di ristrutturazione:		
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(369)	(85)
- incentivazione esodi	(112)	(49)
- svalutazioni e minusvalenze	(75)	(36)
	(556)	(170)
Altri oneri straordinari	(25)	(18)
Totale oneri straordinari	(581)	(188)
	430	(93)

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze del primo semestre 2002 di 47 milioni di euro riguardano principalmente la cessione di stazioni di servizio in Italia.

Gli *stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 85 milioni di euro riguardano essenzialmente oneri per rischi ambientali nei settori Raffinazione e Marketing e Petrolchimica.

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 49 milioni di euro riguardano in particolare i settori Raffinazione e Marketing (21 milioni di euro), Gas & Power (16 milioni di euro) e Petrolchimica (4 milioni di euro).

Le svalutazioni di 36 milioni di euro riguardano essenzialmente gli asset della raffineria di Priolo.

COMPONENTI NON RICORRENTI

Secondo trimestre			Primo semestre	
2001	2002		2001	2002
(4)	(105)	Svalutazioni asset	(7)	(105)
	(32)	Tributo ambientale Regione Sicilia		(32)
	(17)	Altre svalutazioni		(17)
		Conguaglio esercizio 2001 tariffe stoccaggio		(16)
	72	Effetto esercizio 2001 tariffe distribuzione secondaria gas		72
	42	Plusvalenze da cessioni		42
48	25	Effetti positivi valutazione scorte	48	28
44	(15)		41	(28)
		di cui:		
(4)	(43)	- Esplorazione e Produzione	(7)	(59)
	5	- Gas & Power		5
48	(1)	- Raffinazione e Marketing	48	(1)
	25	- Petrolchimica		28
	(1)	- Altri settori		(1)
		Oneri non ricorrenti su partecipazioni		(13)
		Proventi (oneri) straordinari netti	430	(93)
		Totale prima delle imposte	471	(139)
		Adeguamento fondo imposte differite per modifica regime fiscale nel Regno Unito		(215)
		Affrancamento riserve per ammortamenti anticipati ex art. 4, legge 498/01		93
		Imposte (stima)	(67)	45
		Componenti non ricorrenti dopo le imposte	404	(211)

Le svalutazioni (105 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset minerari (85 milioni di euro) e attività della distribuzione secondaria di gas naturale in Argentina (17 milioni di euro). Le plusvalenze su cessioni riguardano la cessione di asset minerari nel settore Esplorazione e Produzione. Gli effetti positivi della valutazione delle scorte riguardano gli effetti dell'aumento dei prezzi nel secondo trimestre sulla valutazione delle scorte nel settore Petrolchimica. Le imposte riguardano l'effetto fiscale stimato delle componenti non ricorrenti.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito (1.822 milioni di euro) sono diminuite di 923 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001 a seguito della flessione di 1.929 milioni di euro dell'utile prima delle imposte.

Il tax rate (41%) diminuisce di 2 punti percentuali a seguito degli effetti dei benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative, in parte assorbiti dall'effetto netto dell'adeguamento del fondo imposte differite connesso all'aumento di 10 punti percentuali

della Corporate tax nel Regno Unito (dal 30 al 40%, -215 milioni di euro) e dell'affrancamento della riserva ammortamenti anticipati (+93 milioni di euro).

UTILE DI TERZI AZIONISTI

L'utile di competenza di terzi azionisti (368 milioni di euro) è aumentato di 270 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001 a seguito della rilevazione dell'utile di competenza dei terzi azionisti della Snam Rete Gas SpA (199 milioni di euro) e dell'aumento dell'utile conseguito dalla Saipem SpA e dall'Italgas SpA.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2002 ammonta a 8.500 milioni di euro con una diminuzione di 1.604 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta alla consistenza del flusso di cassa della gestione, anche per effetto dei fattori di stagionalità che determinano il profilo di formazione del capitale circolante nel settore Gas & Power, solo parzialmente assorbita dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (3.493 milioni di euro), al pagamento del dividendo relativo all'esercizio 2001 (2.876 milioni di euro), nonché all'acquisto di azioni proprie. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.897 milioni di euro, di cui 6.737 a breve termine e 5.160 a medio lungo termine.

	31.12.2001	31.03.2002	30.06.2002	Var. % vs. 31.12.2001	Var. % vs. 31.03.2002
	(milioni di €)				
Debiti finanziari e obbligazionari	12.764	11.535	11.897	(6,8)	3,1
Disponibilità, titoli e altri attivi finanziari	(2.660)	(4.822)	(3.397)	27,7	(29,6)
Indebitamento finanziario netto	10.104	6.713	8.500	(15,9)	26,6

INVESTIMENTI TECNICI

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
1.076	1.329	23,5	Esplorazione e Produzione	1.851	2.563	38,5
223	222	(0,4)	Ricerca esplorativa	370	421	13,8
32	201	528,1	Acquisizione di titoli minerari	35	201	474,3
821	906	10,4	Sviluppo e dotazioni patrimoniali	1.446	1.941	34,2
354	302	(14,7)	Gas & Power	570	446	(21,8)
85	134	57,6	Raffinazione e Marketing	167	204	22,2
180	93	(48,3)	Petrochimica	229	131	(42,8)
79	65	(17,7)	Ingegneria e Servizi	128	111	(13,3)
21	29	38,1	Altre attività	31	38	22,6
1.795	1.952	8,7		2.976	3.493	17,4

Primo semestre

Gli investimenti tecnici (3.493 milioni di euro) hanno riguardato per circa l'86% i settori Esplorazione e Produzione e Gas & Power.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 421 milioni di euro (di cui il 93% all'estero), con un aumento del 13,8% rispetto al primo semestre 2001. In Italia l'attività esplorativa ha riguardato essenzialmente l'offshore dell'Adriatico Settentrionale, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree dell'Italia Centro Settentrionale; all'estero l'attività ha riguardato principalmente gli Stati Uniti, il Kazakistan, l'Egitto, la Russia, l'Angola e la Nigeria.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari ammontano a 201 milioni di euro e riguardano principalmente l'acquisto della quota del 2,39% nel giacimento di Kashagan (v. "Principali eventi del settore Esplorazione e Produzione").

Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 1.941 milioni di euro (di cui l'89% all'estero), con un aumento del 34,2%. 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. All'estero gli investimenti hanno riguardato lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in Nigeria, Kazakistan, Iran, Angola, Venezuela, Libia e Regno Unito.

Gli investimenti del settore Gas & Power (446 milioni di euro) hanno riguardato: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria del gas naturale in Italia (136 milioni di euro); (ii) la prosecuzione del programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (113 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera/Erbognone (Sannazzaro) e di Ravenna; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione secondaria in Italia (86 milioni di euro).

Gli investimenti del settore Raffinazione e Marketing (204 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente il potenziamento della rete di distribuzione in Italia e all'estero.

Secondo trimestre

Gli investimenti tecnici nel secondo trimestre (1.952 milioni di euro) hanno riguardato per circa l'84% il settore Esplorazione e Produzione, in particolare lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in Nigeria, Italia, Kazakistan, Angola e Iran.

P R I N C I P A L I E V E N T I

Nel presente capitolo sono indicati i principali eventi verificatisi nel periodo 4 maggio-30 luglio 2002¹.

Esplorazione e Produzione

Nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio finalizzato a concentrare l'attività nelle aree che hanno significative potenzialità di crescita e in cui l'Eni è operatore sono stati conclusi i seguenti accordi:

- l'acquisto dell'ulteriore 2,39% del progetto Kashagan in Kazakistan (quota Eni 16,67% dopo l'acquisto), nel quale i partner hanno rilevato proporzionalmente le quote di partecipazione di Bp e Statoil uscite dall'iniziativa. L'acquisto ha ottenuto le autorizzazioni da parte delle Autorità competenti;
- la cessione alla TotalFinaElf della partecipazione del 45% nel giacimento di petrolio di Alkali, nell'offshore del Qatar (unica presenza del settore Esplorazione e Produzione nel Paese), con una produzione giornaliera in quota Eni di 12 mila barili;

(1) I principali eventi verificatisi nei periodi 1° gennaio-27 marzo e 28 marzo-3 maggio 2002 sono indicati, rispettivamente, nel bilancio al 31 dicembre 2001 e nella relazione trimestrale al 31 marzo 2002.

- l'acquisto dalla società Centrica dell'8,9% dei giacimenti di Liverpool Bay, nel Mare d'Irlanda, e la contemporanea cessione delle quote di partecipazione possedute nei giacimenti di Armada Area (5,58%), Renee (17,26%), Rubie (4,78%) e Goldeneye (4,5%) con una produzione in quota Eni di circa 6 mila boe/giorno, oltre a partecipazioni in licenze esplorative collegate. I giacimenti di Liverpool Bay (quota Eni dopo l'acquisto 53,9%), avviati nel 1995, producono circa 110 mila boe/giorno (59 mila in quota Eni). L'operazione si inquadra in particolare nel processo di razionalizzazione delle attività dell'Eni nel settore britannico del Mare del Nord avviato dopo le acquisizioni della British Borneo e della Lasmò.

In Angola è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo Gabela 1 nel Blocco 14 (quota Eni 20%) a 400 chilometri a Nord Ovest di Luanda. Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di oltre 320 metri e attraverso un intervallo di 25 metri di roccia porosa, ha erogato in prova oltre 1.000 barili/giorno. È previsto lo svolgimento di studi geologici e di ingegneria per definire le riserve del campo e predisporre lo schema di sviluppo del giacimento.

In Kazakistan, nell'ambito del progetto North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento di Kashagan nell'offshore kazaco, il secondo pozzo di appraisal KE-3 ha confermato l'importanza della scoperta consentendo di quantificare in 7-9 miliardi di boe le riserve recuperabili² di petrolio. Il terzo pozzo di appraisal KE-5 è in fase di perforazione ed è stata approvata l'ingegneria di front-end relativa alla prima fase di sviluppo. Il 30 giugno è stata dichiarata la commercialità del campo di Kashagan.

L'8 luglio 2002 è stato firmato con l'INA (società petrolifera di Stato croata) l'accordo per lo sviluppo delle riserve di gas naturale scoperte nell'offshore croato dalla società paritetica INAGIP. I giacimenti scoperti (Ivana, Ika, Ida, Annamaria e Marica) hanno riserve recuperabili di gas naturale di 20 miliardi di metri cubi (pari a 120 milioni di barili di petrolio equivalente); il loro sviluppo comporterà la perforazione di 18 pozzi direzionati, la costruzione e l'installazione di 9 piattaforme in 60 metri di profondità d'acqua e la posa di condotte sottomarine per complessivi 120 chilometri. Lo schema di sviluppo offre la massima flessibilità operativa e consentirà all'Eni e all'INA di vendere la produzione di propria spettanza sui mercati più remunerativi. Il costo complessivo del progetto ammonta a circa 320 milioni di euro; la produzione sarà avviata alla fine del 2004.

Gas & Power

Eni e EnBW (Energie Baden-Wuerttemberg AG, terzo operatore elettrico tedesco) hanno firmato l'accordo per l'acquisto del 62,22% del capitale della GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH), quarto operatore nel mercato del gas in Germania. Il closing dell'operazione è previsto a ottobre dopo il rilascio dell'autorizzazione da parte degli organismi comunitari competenti. Un'ulteriore quota del 33,4% è già posseduta da EnBW tramite una sua controllata. L'intera partecipazione del 95,62% confluirà in una società di nuova costituzione posseduta paritetica-mente da Eni e EnBW. Il valore complessivo (100%) di GVS ammonta a 720 milioni di euro. L'esborso complessivo dell'Eni ammonta a 344 milioni di euro. GVS è uno dei maggiori operatori nel mercato del gas in Germania dove trasporta e vende, attraverso un sistema di gasdotti lungo circa 1.880 chilometri, circa 8 miliardi di metri cubi di gas all'anno alle locali società di distribuzione che servono circa 750 comuni nell'area Sud Occidentale del Paese. Nel 2001 ha fatturato circa 1,7 miliardi di euro. Con la sua partecipazione nella GVS, l'Eni fa il suo ingresso nel mercato del gas in Germania e consolida la leadership europea.

Con delibera del 26 giugno 2002, n. 122 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato la delibera del 28 dicembre 2000, n. 237 con la quale aveva definito il nuovo regime

(2) Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

tariffario per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. La delibera n. 122 tiene conto della sentenza del 13 giugno 2001 con la quale il TAR della Regione Lombardia, accogliendo il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas contestava la congruità dei parametri utilizzati dall'Autorità nel determinare il costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle aziende interessate, aveva annullato la parte della delibera n. 237 in cui si stabiliva che il costo del capitale venisse determinato utilizzando criteri parametrici. Le modifiche introdotte dall'Autorità con la delibera n. 122 riguardano in particolare i criteri di determinazione del costo del capitale investito per i soggetti che, come l'Italgas, dispongono di dati di bilancio certificati a partire dall'esercizio che si conclude anteriormente al 1° gennaio 1991. Per tali soggetti è prevista una procedura di determinazione individuale del capitale investito basata sul metodo del costo storico rivalutato, in luogo del valore parametrico in precedenza previsto. Il provvedimento mantiene inalterato il sistema di valutazione parametrico per tutti i distributori che non dispongano di bilanci certificati.

È stato inaugurato in maggio a Ferrera Erbognone, in provincia di Pavia, il cantiere per la costruzione della nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato. La nuova centrale, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico, avrà una potenza di circa 1.000 megawatt e produrrà, a regime, circa 7 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata prevalentemente a gas naturale e utilizzerà come combustibile anche il gas di raffineria prodotto dal vicino impianto dell'Eni. La realizzazione della centrale comporta l'investimento di 550 milioni di euro più 170 milioni di euro per l'impianto di gassificazione di olii combustibili da realizzarsi nell'adiacente raffineria. Il completamento della prima delle tre unità e la sua messa in esercizio sono programmati per la fine del 2003. Gli investimenti, inseriti nell'ampio programma mirato a ridurre l'impatto ambientale degli stabilimenti dell'Eni presenti nell'area di Ferrera Erbognone e Sannazzaro de' Burgondi, consentiranno al sito di ridurre le emissioni di ossidi di zolfo di circa 3.700 tonnellate l'anno e il traffico veicolare di 20.000 autobotti l'anno.

Nel mese di luglio sono stati avviati i lavori per la costruzione di due nuovi gruppi a ciclo combinato, con potenza totale di 770 megawatt, all'interno della centrale termoelettrica di Ravenna. La centrale avrà una potenza complessiva di oltre 900 megawatt e produrrà, a regime, circa 5,5 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata a gas naturale. La realizzazione della centrale, che comporta un investimento di circa 332 milioni di euro, consentirà inoltre di ottenere importanti vantaggi per l'ambiente con l'azzeramento dell'emissione nell'aria di ossidi di zolfo (2.317 tonnellate nel 2001) e di polveri (71 tonnellate nel 2001). Il completamento della prima delle due unità e il suo avviamento sono programmati per la fine del 2003.

La Regione Sicilia, con legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie (con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar) e ricadenti nel proprio territorio. Il tributo ambientale è finalizzato "al finanziamento di investimenti tendenti a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte nelle quali è contenuto il gas metano". Il tributo è determinato, per l'anno 2002, nella misura di 153 euro per metro cubo di volume dei gasdotti insistenti su suolo pubblico e di 137,70 euro per metro cubo di volume per quelli insistenti su suolo privato. Il tributo è entrato in vigore a decorrere da aprile 2002 e l'importo dovuto per l'anno 2002 ammonta a circa 97 milioni di euro (nove rate mensili di circa 10,8 milioni di euro).

Snam Rete Gas, in ragione della vigenza del tributo, ha provveduto al versamento delle prime tre rate (aprile-giugno 2002) del tributo ambientale nei termini stabiliti, secondo le modalità previste dal decreto del Dirigente generale del Dipartimento regionale finanze e

credito della Regione Sicilia dell'8 aprile 2002. L'istituzione del tributo determina un onere aggiuntivo che la società ha considerato nella proposta tariffaria per l'anno termico 2002-2003 presentata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel marzo 2002.

Snam Rete Gas, supportata da autorevoli pareri legali e fiscali, ritiene il tributo affetto da molteplici profili di illegittimità, tra i quali: (i) la violazione delle norme comunitarie che escludono dazi doganali, e ogni tassa di effetto equivalente, sull'importazione, esportazione e transito del gas naturale, nonché della Costituzione della Repubblica che vieta gli ostacoli alla libera circolazione delle persone e delle cose tra le Regioni; (ii) l'incoerenza tra le dichiarate finalità di risanamento ambientale e l'assenza di ogni effetto inquinante ricollegabile al presupposto del tributo stesso, anche tenendo conto che la posa dei gasdotti è sempre seguita da interventi di riqualificazione ambientale a carico dei proprietari dei gasdotti; (iii) il mancato rispetto dei principi di coordinamento, sia con la legislazione statale sia con quella delle altre Regioni, avendo la Regione Sicilia legiferato senza attendere le specifiche disposizioni dello Stato recanti i principi fondamentali "di coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario".

Snam Rete Gas ha provveduto alla notifica alla Regione Sicilia delle istanze di rimborso delle somme finora pagate (32,4 milioni di euro), atto propedeutico al successivo contenzioso giurisdizionale, e alla diffida di disporre di tali somme in considerazione del loro dovuto rimborso.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 120/02, pubblicata il 3 luglio 2002, ha ritenuto non applicabile, perché in contrasto con normative europee direttamente applicabili a livello nazionale, il tributo ambientale disposto dalla Regione Sicilia sui gasdotti di Snam Rete Gas e pertanto ha deliberato di non accogliere in tariffa il nuovo costo che grava sul servizio di trasporto del gas. L'inserimento in tariffa avverrà, automaticamente e con effetti retroattivi, solo se sarà successivamente accertata la legittimità del tributo regionale nelle competenti sedi giudiziarie. Sulla illegittimità del tributo l'Autorità ha inviato una nota alla Commissione Europea (Delibera 112/02) e una segnalazione al Parlamento (Delibera 113/02). Un'analoga segnalazione al Governo era stata già inviata con la delibera n. 96/02 del 23 maggio 2002. Ad avviso dell'Autorità, la legge regionale contrasta con le norme, direttamente applicabili, della direttiva europea di liberalizzazione del mercato del gas (98/30/CE) che prevede obblighi di servizio pubblico, quali la protezione ambientale, ma a condizione che siano "chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili" e con l'onere della loro preventiva comunicazione alla Commissione Europea. Tali condizioni non sono rispettate dalla legge siciliana che introduce una discriminazione tra le infrastrutture a seconda della merce trasportata e del luogo di importazione senza che la discriminazione stessa sia effettivamente giustificata con esigenze ambientali. Lo stesso ammontare del gettito non è correlato all'effettivo pregiudizio ambientale specificamente riferibile ai gasdotti. Il tributo contrasta anche con il Trattato istitutivo della Comunità Europea che vieta agli Stati membri l'imposizione di dazi doganali e di tasse di effetto equivalente, sia nei rapporti tra Stati membri sia, dopo l'istituzione della Tariffa doganale comune, con i paesi terzi, nonché l'adozione di ostacoli all'importazione. Snam Rete Gas è stata autorizzata dall'Autorità a inserire nei contratti con i propri clienti clausole volte a garantire una rapida definizione di conguagli a suo favore nel caso in cui il tributo risulti dovuto.

Snam Rete Gas, pur ravvisando in detto tributo molteplici profili di illegittimità costituzionale e comunitaria – per cui è stato presentato un esposto-segnalazione alla Commissione Europea – considera tuttavia la norma regionale applicabile ed efficace fintantoché non sia accertata l'illegittimità e che pertanto la società non possa, fino a tale giudizio, sottrarsi legittimamente all'obbligo di versamento del tributo, anche per non incorrere nelle sanzioni previste in caso di omissione.

Al fine di tutelare gli interessi sociali, Snam Rete Gas: (i) promuoverà ricorso al TAR della Lombardia per ottenere l'inclusione immediata in tariffa di un onere dovuto ed effettivamen-

te sostenuto dalla Società; (ii) nei primi giorni di settembre, non appena formatosi il silenzio rifiuto all'istanza di rimborso della prima rata del tributo, presenterà ricorso alla Commissione Tributaria di Palermo volto a ottenere un definitivo e rapido accertamento in ordine alla legittimità del tributo.

Raffinazione e Marketing

L'Eni e la portoghese Galp Energia SGPS SA (partecipata al 33%) hanno acquistato circa il 50% ciascuna della rete di stazioni di servizio della TotalFinaElf in Spagna costituita da 186 impianti, con un erogato complessivo di 620 milioni di litri/anno, e da un deposito della capacità di stoccaggio di oltre 100 milioni di litri localizzato nella costa mediterranea spagnola. L'accordo, che sarà sottoposto all'approvazione dell'Autorità Antitrust, prevede inoltre la cessione alla TotalFinaElf, rispettivamente, di 195 stazioni di servizio in Italia, con un erogato complessivo di 270 milioni di litri/anno, da parte dell'Eni e di 111 stazioni di servizio in Portogallo, con un erogato di 260 milioni di litri/anno, da parte della Galp Energia.

Nell'ambito della strategia di sviluppo selettivo all'estero in aree regionali caratterizzate da significative prospettive di crescita, è stato definito con la Tamoil l'accordo per l'acquisto di attività di distribuzione di prodotti petroliferi nell'Europa Centro-Orientale. Si tratta in particolare di 23 stazioni di servizio localizzate nella Repubblica Ceca, 6 nella Slovacchia e 11 in Ungheria, con un erogato, rispettivamente, di circa 45, 11 e 15 milioni di litri/anno. Al perfezionamento dell'acquisto, sottoposto all'autorizzazione delle competenti Autorità Antitrust, la quota di mercato dell'Eni aumenterà nella Repubblica Ceca dal 4,1% al 5,7%, nella Slovacchia dal 2,2% al 3,4% e in Ungheria dal 5% al 5,7%.

Ingegneria e Servizi

Costruzioni e perforazioni

Il 9 luglio 2002 la Saipem, dopo aver ottenuto l'approvazione dell'Autorità Antitrust della Commissione Europea, ha concluso l'acquisto dalla Bouygues Construction del 50,8% della Bouygues Offshore, società francese leader nel settore dell'ingegneria per l'industria petrolifera. Il prezzo concordato di 60,08 euro per azione corrisponde a una valutazione della società di circa un miliardo di euro. Ottenute le autorizzazioni degli organismi di controllo del mercato francese e statunitense, Saipem lancerà un'offerta pubblica di acquisto per cassa sulle restanti azioni in mano al pubblico allo stesso prezzo pagato a Bouygues Construction per la quota di maggioranza. L'acquisizione di Bouygues Offshore è la più rilevante operazione effettuata tra società appartenenti a paesi diversi dell'Unione Europea nel settore dei servizi all'industria petrolifera. Le distintive capacità realizzative di Saipem, supportate da mezzi navali tecnologicamente all'avanguardia, unite alle competenze di ingegneria e project management di Bouygues Offshore, daranno vita a un leader mondiale nell'esecuzione di progetti "chiavi in mano" per l'industria petrolifera. Con l'acquisizione, la Saipem assumerà un posizionamento competitivo di eccellenza per la fornitura di servizi di ingegneria, di project management, di procurement e di costruzione per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, con un forte orientamento verso attività in contesti particolarmente sfidanti quali le acque profonde, le aree remote e i progetti riguardanti il gas; risulterà inoltre accentuata l'operatività globale con forti presenze locali in aree strategiche e in forte sviluppo quali l'Africa Occidentale, la CSI (ex Unione Sovietica), l'Asia Centrale, l'Africa del Nord, il Medio Oriente e il Sud-Est asiatico. Bouygues Offshore, società quotata alle borse valori di Parigi e New York, è leader nel settore dell'ingegneria e costruzione di impianti a terra e a mare per la produzione di idrocarburi. È attiva inoltre nei servizi di manutenzione, di costruzione di strutture portuali e nel mercato del Gas Naturale Liquefatto. Le maggiori aree di attività sono l'Europa e l'Africa. Bouygues Offshore dispone di circa 2.500 ingegneri. Nel 2001 la Società ha realizzato ricavi di un miliardo di euro e un utile netto di 46 milioni di euro. Il 30 aprile 2002, Bouygues Offshore ha annunciato i risultati relativi al pri-

mo trimestre 2002 che registrano un incremento del fatturato dell'8,1% rispetto al primo trimestre 2001 e un portafoglio ordini di 1,2 miliardi di euro.

Il 3 giugno la nave posatubi Saipem 7000 ha completato la posa, iniziata lo scorso febbraio nella parte russa del Mar Nero, della seconda e ultima condotta del Blue Stream, il gasdotto che collega la Russia alla Turchia. Le due condotte sono state posate fino alla profondità record di 2.150 metri, sono lunghe 385 chilometri e hanno un diametro di 24 pollici. È in corso il collegamento, con l'utilizzo del Castoro 8 (nave della flotta Saipem), della seconda condotta alla sezione già installata nelle acque antistanti la costa turca. Le attività di collaudo e la messa in esercizio delle due linee saranno concluse, rispettivamente, entro il prossimo settembre e il prossimo dicembre.

Nel periodo sono stati acquisiti i seguenti principali contratti: nell'area Costruzione mare: (i) in consorzio con la Hyundai Heavy Industries, il contratto "chiavi in mano" per la costruzione e l'installazione della piattaforma di produzione al largo delle coste occidentali della Libia nell'ambito del progetto di sviluppo dei giacimenti di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 operati dall'Eni con una quota del 50%. Il contratto, del valore di 620 milioni di euro (420 in quota Saipem), comprende il project management, l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, il trasporto, l'installazione, la messa in operatività e l'assistenza nella gestione operativa della piattaforma per un periodo di sei mesi. La piattaforma sarà installata nel primo semestre 2004 dal mezzo navale Saipem 7000 a una profondità d'acqua di 190 metri; (ii) il contratto "chiavi in mano" (EPSC2), del valore di 149 milioni di euro relativo alla fase 4 del progetto "Peciko", per conto della TotalFinaElf. Il contratto prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento, il trasporto e l'installazione di due piattaforme e sei condotte sottomarine al largo delle coste indonesiane della regione dell'East Kalimantan. Nella realizzazione dei lavori, la cui conclusione è prevista nel luglio 2004, saranno utilizzati i mezzi Castoro 2 e Maxita; (iii) il contratto, del valore di 63 milioni di euro, per l'esecuzione per conto della Shell del progetto "Goldeneye" che prevede la posa di due condotte sottomarine nel Mare del Nord. I lavori saranno eseguiti nel secondo trimestre 2003 dalla nave Castoro 6; (iv) il contratto, in joint venture con la società nigeriana Pelfaco, per la fornitura della piattaforma "Okpoho" nell'ambito del progetto di sviluppo dell'omonimo giacimento situato nell'offshore nigeriano e operato dall'Eni con il 100%. Il contratto, del valore di 53 milioni di euro, comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e messa in operatività della piattaforma che sarà installata dalla nave Castoro 8, nel giugno del 2003. Nell'area Perforazioni mare, è stato stipulato con la Statoil il contratto di noleggio triennale della piattaforma Scarabeo 5, nel Mare del Nord. Il contratto, del valore di 160 milioni di dollari, attribuisce alla compagnia petrolifera norvegese l'opzione di prolungare l'utilizzo del mezzo per ulteriori sedici mesi.

Acquisto di azioni proprie

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti dell'Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato la prosecuzione del programma di acquisto, fino a un massimo di 400 milioni, di azioni proprie del valore nominale di 1 euro e ha aumentato di 2 miliardi di euro l'ammontare massimo (da 3,4 a 5,4 miliardi di euro). Entrambi i limiti sono comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'assemblea (161,4 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro per un costo di 2.175 milioni di euro).

Periodo	numero azioni milioni	costo medio €/azione	costo complessivo milioni di €	percentuale capitale sociale %
1° gennaio-30 luglio 2002	28,5	15,02	428	0,71
Dall'inizio del programma (1° settembre 2000)	182,9	13,65	2.496	4,57

Piano di stock option 2000-2001

Il Piano di stock option 2000-2001 – le cui caratteristiche sono illustrate nella relazione al bilancio al 31 dicembre 2001 – prevede l'esercitabilità delle opzioni per la sottoscrizione di azioni Eni, da emettersi in esecuzione dell'aumento di capitale deliberato il 2 agosto 2000 dall'Assemblea degli azionisti, a condizione che nel mese di luglio 2002 la media aritmetica dei prezzi ufficiali di borsa del titolo Eni risulti pari o superiore a 16,8 euro. In relazione all'andamento del titolo nel mese di luglio, le n. 14.369.500 opzioni per la sottoscrizione di un pari numero di azioni Eni offerte a 180 dirigenti del Gruppo al prezzo di 12,992 euro (corrispondente alla media aritmetica dei prezzi rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la delibera del 26 settembre 2000 di aumento del capitale da parte del Consiglio di amministrazione) non sono più esercitabili.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni relative al 2002 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in ripresa nel secondo semestre del 2002 (+2% rispetto al secondo semestre 2001) a seguito del miglioramento atteso del ciclo economico mondiale, in particolare negli Stati Uniti. La crescita della domanda su base annua è stimata in circa mezzo punto percentuale. Il quadro fondamentale delineato, il persistere delle tensioni in Medio Oriente, nonché possibili carenze fisiche del greggio Brent legate all'approssimarsi del ciclo di manutenzioni estive degli impianti in Mare del Nord dovrebbero sostenere il prezzo del petrolio nella seconda metà del 2002, con una previsione di circa 25 dollari/barile (+10% rispetto al secondo semestre 2001); il prezzo del petrolio in media annua si collocherebbe nell'intorno dei 24 dollari/barile (24,46 dollari/barile nel 2001);
- la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere del 2% rispetto al 2001 a seguito dei maggiori consumi nella produzione di energia elettrica e nell'industria;
- i margini di raffinazione sono previsti in flessione rispetto al 2001. Il recupero della domanda di prodotti attesa nella seconda metà dell'anno non sarà in grado di bilanciare la debolezza delle quotazioni dei prodotti rispetto al greggio registrata nei primi mesi dell'anno che ha portato i margini di raffinazione sui livelli più bassi degli ultimi dieci anni;
- la domanda di prodotti petrolchimici è prevista in debole crescita nella seconda metà del 2002, coerentemente col trend di crescita dell'economia mondiale. Il forte aumento della domanda e delle vendite della prima parte dell'anno è imputabile soprattutto al processo di ricostituzione scorte da parte dei trasformatori. La crescita dei prezzi sarà in parte assorbita dall'aumento atteso del costo delle cariche petrolifere e il miglioramento previsto dei margini non sarà tale da bilanciare la rilevante flessione accusata nel primo trimestre 2002; ciò fa prevedere che su base annua i margini rimarranno su livelli inferiori a quelli del 2001, ma con un trend in progressivo miglioramento.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2002 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- la produzione giornaliera di idrocarburi, prima dell'effetto delle azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari, è prevista in aumento di circa l'8% rispetto al 2001 grazie alla crescita produttiva in Norvegia, Regno Unito, Venezuela, Kazakistan, Egitto, Nigeria e Italia (petrolio), nonché all'entrata in produzione di nuovi campi, in particolare in Algeria, Iran, Stati Uniti e Pakistan. Questi incrementi saranno parzialmente assorbiti dall'effetto dei tagli produttivi decisi dall'OPEC;

-
- i volumi di gas naturale venduti in Italia dalla distribuzione primaria, in ipotesi di temperature normali nella restante parte dell'anno, sono previsti in flessione di circa l'8% rispetto al 2001 a seguito del progressivo allineamento della quota di mercato dell'Eni ai limiti normativi; la flessione riguarderà in particolare le vendite ai grossisti e al settore industriale. Sono invece previsti crescere di oltre il doppio (+353% nel semestre) i volumi venduti in Europa per l'Italia a seguito della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura pluriennale a importatori italiani. I volumi trasportati per conto terzi in Italia sono previsti in aumento di circa il 70%, anche a seguito della crescita delle vendite dell'Eni in Europa per l'Italia;
 - la produzione venduta di energia elettrica è prevista in circa 5 mila gigawattora, sostanzialmente invariata rispetto al 2001; le quantità di energia elettrica acquistate per vendita sono previste in circa 1.500 gigawattora;
 - le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono previste in linea con lo scorso anno a seguito delle maggiori lavorazioni in conto terzi che hanno compensato le minori lavorazioni in conto proprio; il diverso mix delle lavorazioni riflette la circostanza che nel 2001 sono state cedute alla Tamoil quote di capacità di lavorazione corrispondenti a 1,6 milioni di tonnellate/anno. Il tasso di utilizzo delle raffinerie di proprietà è in linea con lo scorso anno (97% del 2001).

Nel 2002 sono previsti investimenti tecnici di circa 8,5 miliardi di euro; circa l'86% degli investimenti riguarderà i settori Esplorazione e Produzione e Gas & Power.

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
1.510	1.228	(18,7)	Utile operativo (milioni di euro)	3.485	2.515	(27,8)
1.346	1.468	9,1	Produzione giornaliera di idrocarburi (migliaia di boe)	1.366	1.455	6,5
297	315	6,1	Italia	304	313	3,0
312	349	11,9	Africa Settentrionale	313	340	8,6
231	238	3,0	Africa Occidentale	233	238	2,1
280	313	11,8	Mare del Nord	279	313	12,2
226	253	11,9	Resto del mondo	237	251	5,9
112,9	123,3	9,2	Produzione venduta (milioni di boe)	247,3	256,1	3,6

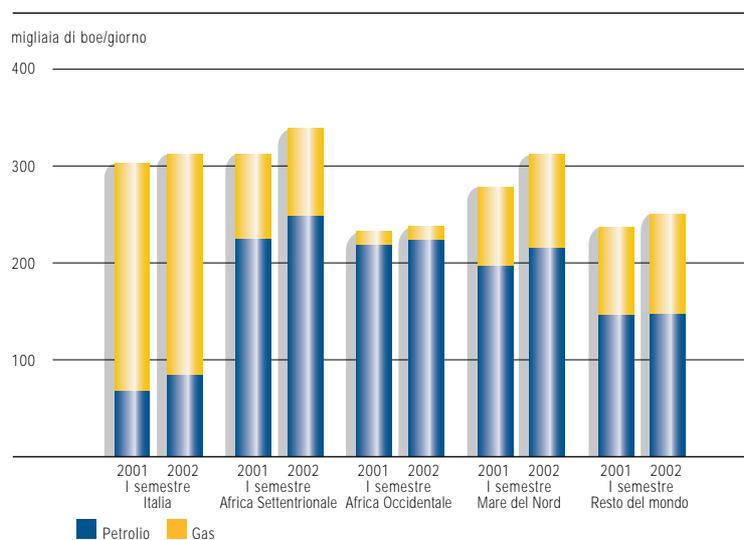
Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre ammonta a 2.515 milioni di euro, con una diminuzione di 970 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 27,8%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo del barile (petrolio -11,8%; gas naturale -19,7%) connessa all'andamento sfavorevole dello scenario energetico; (ii) alla minore produzione venduta di gas in Italia (-9,3 milioni di boe, pari al 18,8%) dovuta essenzialmente ai minori prelievi dagli stoccaggi; (iii) alla rilevazione di maggiori svalutazioni di asset minerari (78 milioni di euro); (iv) alla riduzione delle tariffe di stoccaggio e di modulazione a seguito degli effetti della delibera n. 49/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (62 milioni di euro); (v) all'aumento dell'attività di ricerca esplorativa (53 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+15 milioni di boe, pari all'8,1%) e di petrolio in Italia (+3,1 milioni di barili, pari al 26,3%); (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite e alle azioni di razionalizzazione effettuate; (iii) dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (42 milioni di euro).

Nel primo semestre la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.455 mila boe (petrolio e condensati 919 mila barili; gas naturale 536 mila boe), con un incremento di 89 mila boe, pari al 6,5%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (con un effetto sulla produzione di 34 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvii di campi, principalmente in Algeria, Congo, Angola, Nigeria, Italia, Stati Uniti, Iran e Pakistan; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente nel Regno Unito, in Algeria e negli Stati Uniti. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di campi maturi di gas naturale in Italia. La quota di produzione estera sul totale si mantiene sul 78%.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (919 mila barili) è aumentata di 65 mila barili, pari al 7,6%, a seguito degli aumenti registrati all'estero (+68 mila barili), in particolare: (i) in Algeria per l'avvio dei campi HBN (quota Eni 34,63%), HBNS/BKNE (quota Eni 12,25%) e ZEK (quota Eni 100%); (ii) nel Regno Unito per l'entrata a regime della produzione dei campi di Elgin/Franklin (quota Eni 21,87%) e per l'acquisto nell'agosto 2001 del 30% dei giacimenti del T-Block; (iii) in Congo per l'avvio nella seconda metà del 2001 dei campi di Foukanda e Mwafi (operati dall'Eni

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA



con una quota del 65%); (iv) in Egitto per la crescita produttiva nella concessione di El Temsah (quota Eni 25%) e (v) in Italia (+18 mila barili) per l'avvio a fine 2001 dell'oleodotto Monte Alpi che trasporta il petrolio prodotto nei giacimenti della Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate all'estero (-21 mila barili), in particolare in Nigeria e Libia, a seguito dei tagli produttivi decisi dall'OPEC, nonché in Ecuador e Cina.

La produzione giornaliera di gas naturale (536 mila boe) è aumentata di 24 mila boe, pari al 4,6%, a seguito dell'aumento registrato all'estero (+33 mila boe), in particolare nel Regno Unito, negli Stati Uniti (essenzialmente per l'avvio dei campi King Kong e Yosemite - quota Eni 50%), in Pakistan e Croazia, solo in parte assorbito dalla diminuzione registrata in Italia (-9 mila boe) a seguito del declino di campi maturi (in particolare Garibaldi/Agostino, Angela/Angelina e Daria).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 256,1 milioni di boe. Il minor volume venduto (7,2 milioni di boe) rispetto alla produzione è dovuto ai minori ritiri di idrocarburi rispetto alle quote di diritto (underlifting) all'estero di 3,7 milioni di boe e al volume prodotto di gas naturale utilizzato per autoconsumo (3,5 milioni di boe).

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre ammonta a 1.228 milioni di euro, con una diminuzione di 282 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 18,7%, dovuta essenzialmente alla riduzione del prezzo del barile (petrolio -9,1%), alle maggiori svalutazioni (81 milioni di euro), nonché all'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla maggiore produzione venduta di idrocarburi (10,4 milioni di boe, pari al 9,2%) e dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (42 milioni di euro).

La produzione giornaliera di idrocarburi nel secondo trimestre è stata di 1.468 mila boe (petrolio e condensati 927 mila barili; gas naturale 541 mila boe) con un aumento di 122 mila boe, pari al 9,1%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (con un effetto sulla produzione di 34 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvii di campi, principalmente in Algeria, Congo, Angola, Nigeria, Italia, Stati Uniti e Iran; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente nel Regno Unito e in Algeria. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di campi maturi di gas naturale in Italia.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (927 mila barili) è aumentata di 80 mila barili, pari al 9,4%, a seguito degli aumenti registrati in particolare in Algeria, Regno Unito, Congo, Egitto e Kazakistan, nonché in Italia, solo in parte assorbiti dalle flessioni in Nigeria e Libia, a seguito dei tagli produttivi decisi dall'OPEC, e in Ecuador.

La produzione giornaliera di gas naturale (541 mila boe) è aumentata di 42 mila boe, pari all'8,4%, a seguito degli aumenti registrati in particolare nel Regno Unito, negli Stati Uniti e in Kazakistan, solo in parte assorbiti dalla flessione in Italia.

GAS & POWER

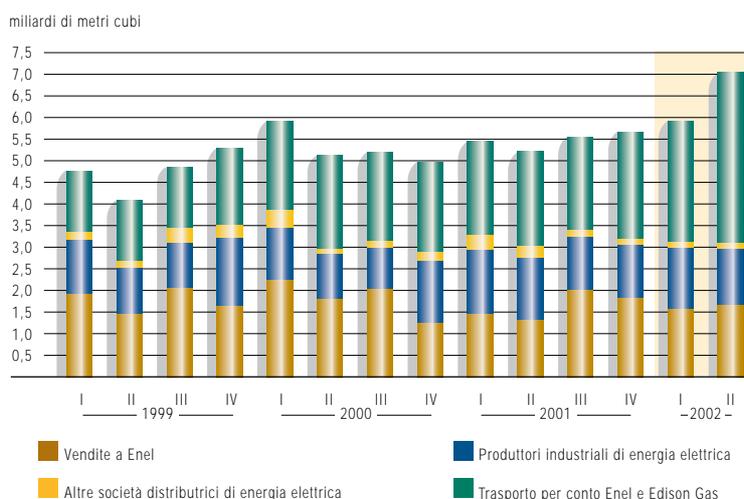
Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
596	577	(3,2)	Utile operativo (milioni di euro)	2.062	2.003	(2,9)
11,66	12,20	4,6	Vendite della distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	32,47	33,26	2,4
11,29	10,37	(8,1)	Italia	31,61	29,39	(7,0)
4,51	3,76	(16,6)	Grossisti (aziende distributrici)	17,27	15,88	(8,0)
6,78	6,61	(2,5)	Clienti finali	14,34	13,51	(5,8)
3,76	3,51	(6,6)	- Industriali	8,03	7,29	(9,2)
1,43	1,30	(9,1)	- Produttori industriali di energia elettrica	2,93	2,72	(7,2)
1,59	1,80	13,2	- Società distributrici di energia elettrica	3,38	3,50	3,6
0,37	1,83	394,6	Estero	0,86	3,87	350,0
0,36	1,76	388,9	In Europa per l'Italia	0,83	3,76	353,0
0,01	0,07	600,0	Sul mercato europeo	0,03	0,11	266,7
0,66	0,61	(7,6)	Vendite della distribuzione secondaria all'estero (miliardi di metri cubi)	2,00	1,94	(3,0)
17,47	18,31	4,8	Trasporto di gas naturale Italia (miliardi di metri cubi)	36,02	39,31	9,1
15,03	13,52	(10,0)	Per conto Eni	31,15	29,97	(3,8)
2,44	4,79	96,3	Per conto terzi	4,87	9,34	91,8
Vendite attività di generazione elettrica						
1.339	1.239	(7,5)	Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	2.658	2.605	(2,0)
588	384	(34,7)	Trading di energia elettrica (gigawattora)	854	790	(7,5)
2.466	2.419	(1,9)	Vapore (migliaia di tonnellate)	5.164	4.993	(3,3)

Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre ammonta a 2.003 milioni di euro, con una diminuzione di 59 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 2,9%, dovuta essenzialmente: (i) all'effetto negativo della variazione del mix di vendita della distribuzione primaria connesso alla maggiore incidenza delle vendite in Europa per l'Italia; (ii) alla svalutazione di attività della distribuzione secondaria in Argentina (34 milioni di euro); (iii) al pagamento (32 milioni di euro) del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002, n. 2 (v. "Principali eventi - Gas & Power"). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento del margine nella distribuzione secondaria dovuto alle maggiori tariffe e all'effetto positivo relativo all'anno 2001 (72 milioni di euro) derivanti dall'applicazione della delibera n. 122/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (v. "Principali eventi - Gas & Power"); (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate, in particolare nell'attività di trasporto del gas naturale in Italia, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (33,26 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,79 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2001, pari al 2,4%, a seguito delle maggiori vendite in Europa per l'Italia

VOLUMI DI GAS NATURALE VENDUTI E TRASPORTATI PER CONTO TERZI IN ITALIA
PER TRIMESTRE DESTINATI AL SETTORE TERMoeLETTRICO



(+2,93 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbite dalla flessione registrata in Italia (2,22 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale in Italia (29,39 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,22 miliardi di metri cubi, pari al 7%, a seguito principalmente delle minori vendite: (i) ai grossisti (1,39 miliardi di metri cubi), dovute in particolare all'avvio nel quarto trimestre 2001 delle forniture alla frontiera alla Plurigas SpA; (ii) all'industria (0,74 miliardi di metri cubi), dovute all'interruzione delle forniture interrompibili nei primi due mesi dell'anno, a fronte dei picchi di forniture al mercato civile nello stesso periodo, e alle minori vendite agli industriali continui.

Le vendite in Europa per l'Italia (3,76 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,93 miliardi di metri cubi, pari al 353%, a seguito della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con importatori italiani (Plurigas, Edison, Dalmine e Cir Energia).

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (4,71 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,21 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento di circa 110 mila unità del numero dei clienti serviti (5,61 milioni al 30 giugno 2002) e dell'andamento climatico. Il numero dei comuni serviti al 30 giugno 2002 era di 1.186 unità (1.186 unità al 31 dicembre 2001).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (1,94 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con il primo semestre 2001 (2 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (39,31 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,29 miliardi di metri cubi, pari al 9,1%, a seguito in particolare dei maggiori volumi trasportati per conto degli importatori italiani (4,47 miliardi di metri cubi), solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (1,18 miliardi di metri cubi).

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre ammonta a 577 milioni di euro, con una diminuzione di 19 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 3,2%, dovuta essenzialmente agli effetti negativi della variazione del mix di vendita nella distribuzione primaria connesso alla maggiore incidenza delle vendite in Europa per l'Italia, alla svalutazione di attività in Argentina (34 milioni di euro), nonché al pagamento (32 milioni di euro) del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento del margine nella distribuzione secondaria dovuto alle maggiori tariffe e agli effetti positivi relativi all'anno 2001 e al primo trimestre 2002 (rispettivamente 72 e 42 milioni di euro) derivanti dall'applicazione della delibera n. 122/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (12,20 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,54 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 4,6%, a seguito delle maggiori vendite in Europa per l'Italia (+1,40 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbite dalla flessione delle vendite in Italia (0,92 miliardi di metri cubi) dovuta in particolare alle minori vendite ai grossisti (0,75 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (18,31 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,84 miliardi di metri cubi, pari al 4,8%, a seguito dei maggiori volumi trasportati per conto degli importatori italiani (2,35 miliardi di metri cubi), solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (1,51 miliardi di metri cubi).

RAFFINAZIONE E MARKETING

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
372	60	(83,9)	Utile operativo (milioni di euro)	666	122	(81,7)
13,24	13,42	1,4	Vendite (milioni di tonnellate)	25,85	25,64	(0,8)
2,98	2,81	(5,7)	Rete Italia	5,76	5,48	(4,9)
1,08	1,05	(2,8)	Rete estero	2,01	2,01	0,0
2,62	2,54	(3,1)	Extrarete Italia	5,31	5,20	(2,1)
1,39	1,32	(5,0)	Extrarete estero	2,68	2,61	(2,6)
5,17	5,70	10,3	Altre vendite	10,09	10,34	2,5

Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre ammonta a 122 milioni di euro, con una diminuzione di 544 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari all'81,7%, dovuta essenzialmente: (i) all'andamento sfavorevole dello scenario internazionale di raffinazione (riduzione del margine sul Brent del 79%), connesso alla debolezza della domanda e agli elevati stoccaggi dei prodotti petroliferi, e ai minori margini delle raffinerie posizionate sul continente in relazione alla riduzione del differenziale Fob/Cif; (ii) alla circostanza che nel primo semestre 2001 venne rilevato l'effetto di 48 milioni di euro della riduzione del magazzino prodotti (valutato a Lifo); (iii) ai maggiori costi di manutenzione delle raffinerie connessi in particolare all'anticipazione di quelle periodiche data la congiuntura sfavorevole dello scenario, in particolare nel secondo trimestre; (iv) alla riduzione delle quantità vendute sul mercato rete in Italia per effetto della cessione/chiusura di punti vendita (complessivamente 846 dal 30 giugno 2001). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal miglioramento dell'attività di distribuzione dovuto all'aumento dei margini commerciali sul mercato europeo; (ii) dal migliore risultato dell'attività GPL, in particolare in Brasile, e dell'attività lubrificanti; (iii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate, in parte assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

Le lavorazioni complessive in Italia e all'estero (19,62 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il primo semestre 2001. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è rimasto sostanzialmente invariato (92% rispetto al 93% del primo semestre 2001). Il 39,1% del petrolio lavorato è di produzione Eni (32,9% nel primo semestre 2001).

Le vendite di prodotti petroliferi sui mercati rete ed extrarete in Italia (10,68 milioni di tonnellate) sono diminuite di 390 mila tonnellate, pari al 3,5%, in particolare sulla rete a seguito dell'effetto della cessione/chiusura di 846 stazioni di servizio (rispetto al 30 giugno 2001); conseguentemente la quota di mercato rete è diminuita di 2,2 punti percentuali, passando dal 39,9% del primo semestre 2001 al 37,7%. Sull'extrarete la quota di mercato è diminuita di 1,2 punti percentuali (dal 24,3% al 23,1%).

Le vendite sui mercati rete ed extrarete all'estero (4,62 milioni di tonnellate) sono risultate sostanzialmente in linea con il primo semestre 2001.

Al 30 giugno 2002 la rete di distribuzione dell'Eni era costituita da 11.454 stazioni di servizio (di cui 8.098 in Italia), con una diminuzione di 253 unità rispetto al 31 dicembre 2001 a seguito essenzialmente delle cessioni in Italia, connesse al perfezionamento degli accordi definiti con la Tamoil nel 2001.

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre ammonta a 60 milioni di euro, con una riduzione di 312 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari all'83,9%, dovuta: (i) all'andamento sfavorevole dello scenario internazionale di raffinazione (riduzione del margine sul Brent del 64,8%); (ii) alla circostanza che nel secondo trimestre 2001 venne rilevato l'effetto di 48 milioni di euro della riduzione del magazzino prodotti (valutato a Lifo); (iii) ai maggiori costi di manutenzione delle raffinerie; (iv) alla riduzione delle quantità vendute sul mercato rete in Italia per effetto della cessione/chiusura di punti vendita. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei margini commerciali sul mercato europeo, dal miglioramento dell'attività lubrificanti e dalla crescita dei margini in Brasile.

Le lavorazioni complessive (9,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 610 mila tonnellate, pari al 5,8%, a seguito in particolare dei maggiori tempi di fermata per manutenzioni. Le vendite di prodotti petroliferi sui mercati rete ed extrarete in Italia (5,35 milioni di tonnellate) sono diminuite di 250 mila tonnellate, pari al 4,5%.

PETROLCHIMICA

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
(71)	(25)	(64,8)	Utile operativo (milioni di euro)	(96)	(141)	46,9
1.671	1.494	(10,6)	Vendite (migliaia di tonnellate)	3.249	3.358	3,4
1.031	837	(18,8)	Petrolchimica di base	1.981	1.977	(0,2)
197	302	53,3	Stirenici ed elastomeri	503	601	19,5
443	355	(19,9)	Polietileni e poliuretani	765	780	2,0

Primo semestre

Il settore nel primo semestre ha registrato la perdita operativa di 141 milioni di euro, con un aumento di 45 milioni di euro rispetto al primo semestre 2001, pari al 46,9%, a seguito della flessione dei margini, verificatasi in particolare nel primo trimestre, connessa alla rilevante riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti (in media del 18%) a fronte del calo più contenuto del costo delle materie prime petrolifere. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dai minori ammortamenti (74 milioni di euro) connessi alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001 e dagli effetti dell'aumento dei prezzi nel secondo trimestre sulla valutazione delle scorte (28 milioni di euro).

Le vendite (3.358 mila tonnellate) sono aumentate di 109 mila tonnellate, pari al 3,4%, a seguito della ricostituzione delle scorte di prodotti presso i trasformatori, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla chiusura dell'impianto di cloro di Porto Torres.

Le produzioni (4.919 mila tonnellate) sono in linea con il primo semestre 2001.

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre il settore ha registrato la perdita operativa di 25 milioni di euro, con un miglioramento di 46 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2001, pari al 64,8%, dovuto ai minori ammortamenti e all'effetto dell'aumento dei prezzi sulla valutazione delle rimanenze (25 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini.

Le vendite (1.494 mila tonnellate) sono diminuite di 177 mila tonnellate, pari al 10,6%, a seguito essenzialmente della chiusura dell'impianto di cloro di Porto Torres.

Le produzioni (2.474 mila tonnellate) sono in linea con il secondo trimestre 2001.

INGEGNERIA E SERVIZI

(milioni di €)

Secondo trimestre				Primo semestre		
2001	2002	Var. %		2001	2002	Var. %
48	73	52,1	Utile operativo	90	159	76,7
			Portafoglio ordini al 30 giugno	7.273	8.119	11,6
			Costruzioni e perforazioni	3.035	3.394	11,8
			Ingegneria	4.238	4.725	11,5

Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre ammonta a 159 milioni di euro. L'attività *costruzioni e perforazioni* ha conseguito l'utile operativo di 175 milioni di euro, con un aumento di 83 milioni di euro, pari al 90,2%, dovuto essenzialmente al contributo della commessa Blue Stream e ai risultati ottenuti nell'area Costruzioni terra, in particolare a seguito dell'incremento delle attività in Estremo Oriente, nell'Africa occidentale e in Arabia Saudita, nonché all'avvio di un importante progetto in Algeria, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla minore redditività di alcune commesse dell'area Perforazioni mare e Perforazioni terra. L'attività *ingegneria* ha sofferto la perdita operativa di 16 milioni di euro dovuta allo stanziamento di 18 milioni di euro a fronte di un contenzioso di carattere commerciale.

Nel primo semestre sono stati acquisiti ordini per complessivi 3.171 milioni di euro (1.955 milioni di euro nel primo semestre 2001), di cui il 96% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 25% lavori assegnati da imprese dell'Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2002 è di 8.119 milioni di euro (6.769 milioni di euro al 31 dicembre 2001); il 72% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 16% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre il settore ha conseguito l'utile operativo di 73 milioni di euro. L'attività *costruzioni e perforazioni* ha conseguito l'utile operativo di 94 milioni di euro (+44 milioni rispetto al secondo trimestre 2001, pari all'88%); l'attività *ingegneria* ha sofferto la perdita operativa di 21 milioni di euro.

ALLEGATO:
CONSOLIDATO PRO-FORMA ENI E POLIMERI EUROPA S.R.L. AL 30 GIUGNO 2001
CONTO ECONOMICO

	Eni	Eni pro-forma
	(milioni di €)	
Ricavi	26.208	26.400
Costi operativi	(17.845)	(18.021)
Margine operativo lordo	8.363	8.379
Ammortamenti e svalutazioni	(2.227)	(2.260)
Utile operativo	6.136	6.119
(Oneri) proventi finanziari netti	(170)	(180)
(Oneri) proventi netti su partecipazioni	(31)	11
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.935	5.950
Proventi (oneri) straordinari netti	451	430
Utile prima delle imposte	6.386	6.380
Imposte sul reddito	(2.743)	(2.745)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.643	3.635
(Utile) perdita di terzi azionisti	(106)	(106)
Utile netto	3.537	3.537

STATO PATRIMONIALE

	Eni	Eni pro-forma
	(milioni di €)	
Immobilizzazioni materiali	34.191	34.778
Immobilizzazioni immateriali	3.574	3.593
Partecipazioni	3.150	2.710
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.612	1.373
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(873)	(878)
Capitale immobilizzato	41.654	41.576
Capitale di esercizio netto	(5.901)	(5.527)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(473)	(495)
Capitale investito netto	35.280	35.554
Patrimonio netto	24.745	24.745
Interessi di terzi azionisti	1.704	1.704
Indebitamento finanziario netto	8.831	9.105
Coperture	35.280	35.554



Società per Azioni

*Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: € 4.001.697.276 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

*Eni SpA, Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Tel. +39-0659822624 - Fax +39-0659822631
e-mail: investor.relations@eni.it*

Sito internet: *http://www.eni.it*

Centralino: *+39-0659821*

Numero verde: *800940924*

Casella e-mail: *segreteria.societaria.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*

Coordinamento editoriale: *EniComunicazione SpA - Roma*

Progetto grafico: *Angelini Design - Roma*

Copertina: *On-Off - Milano*

Foto in copertina: *Laura Ronchi*



SOCIETÀ PER AZIONI
PIAZZALE ENRICO MATTEI, 1 - 00144 ROMA
TEL. +39.0659821
FAX +39.0659822141
www.eni.it