



Eni's Way

RELAZIONE TRIMESTRALE

AL 31 MARZO 2002

RELAZIONE
TRIMESTRALE
AL 31 MARZO 2002



S O M M A R I O

| | |
|---|----|
| Criteria di redazione | 2 |
| Risultati economici | 2 |
| Ricavi della gestione caratteristica | 5 |
| Costi operativi | 6 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 7 |
| Indebitamento finanziario netto | 7 |
| Investimenti tecnici | 8 |
| Principali eventi | 8 |
| Evoluzione prevedibile della gestione | 11 |
| Andamento dei principali settori di attività | |
| Esplorazione e Produzione | 12 |
| Gas & Power | 13 |
| Raffinazione e Marketing | 15 |
| Petrochimica | 16 |
| Ingegneria e Servizi | 16 |

PRINCIPALI DATI ECONOMICI

| Quarto trimestre | | (milioni di €) | | |
|------------------|--|-----------------|--------|--------|
| | | Primo trimestre | | |
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 12.557 | Ricavi della gestione caratteristica | 13.783 | 12.705 | (7,8) |
| 3.971 | Margine operativo lordo | 4.809 | 3.886 | (19,2) |
| 2.596 | Utile operativo | 3.714 | 2.700 | (27,3) |
| 2.001 | Investimenti tecnici | 1.179 | 1.541 | 30,7 |
| 9.888 | Indebitamento finanziario netto a fine periodo | 8.934 | 6.713 | (24,9) |

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 trimestre non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|--|-----------------|-------|--------|
| | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 883 | Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili) | 861 | 910 | 5,7 |
| 525 | gas naturale (migliaia di boe) (1) | 526 | 531 | 1,0 |
| 1.408 | idrocarburi (migliaia di boe) (1) | 1.387 | 1.441 | 3,9 |
| 17,80 | Vendite di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi) | 20,32 | 19,02 | (6,4) |
| 1,62 | Vendite di gas naturale in Europa per l'Italia (miliardi di metri cubi) | 0,47 | 2,00 | 325,5 |
| 3,79 | Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi) | 2,43 | 4,55 | 87,2 |
| 1.306 | Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora) | 1.319 | 1.366 | 3,6 |
| 13,84 | Vendite prodotti petroliferi (milioni di tonnellate) | 12,60 | 12,22 | (3,0) |
| 1.253 | Vendite prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate) | 1.326 | 1.864 | 40,6 |

(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 trimestre 2001 è stata rettificata in aumento di 16 mila boe.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|--|-----------------|-------|--------|
| | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 19,38 | Prezzo medio del greggio Brent dated (1) | 25,84 | 21,14 | (18,2) |
| 1,88 | Margini europei medi di raffinazione (2) | 2,16 | 0,21 | (90,3) |
| 0,896 | Cambio medio Euro/USD | 0,923 | 0,876 | (5,1) |

(1) In dollari USA per 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.

CRITERI DI REDAZIONE

La situazione contabile al 31 marzo 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, modificato con delibera n. 12475 del 6 aprile 2000.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2002, al primo trimestre 2001 nonché al quarto trimestre 2001. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2002 e al 31 dicembre 2001. Nella redazione della situazione contabile 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 situazione contabile 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, 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.

RISULTATI ECONOMICI

| | | (milioni di €) | | |
|-------------------------|--------------------------------------|-----------------|--------------|---------------|
| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 12.557 | Ricavi della gestione caratteristica | 13.783 | 12.705 | (7,8) |
| 328 | Altri ricavi e proventi | 240 | 185 | (22,9) |
| (8.914) | Costi operativi | (9.214) | (9.004) | (2,3) |
| 3.971 | Margine operativo lordo | 4.809 | 3.886 | (19,2) |
| (1.375) | Ammortamenti e svalutazioni | (1.095) | (1.186) | 8,3 |
| Utile operativo: | | | | |
| 1.355 | Esplorazione e Produzione (1) | 1.975 | 1.287 | (34,8) |
| 1.271 | Gas & Power (1) (2) | 1.466 | 1.426 | (2,7) |
| 53 | Raffinazione e Marketing | 294 | 62 | (78,9) |
| (149) | Petrolchimica | (17) | (116) | (582,4) |
| 113 | Ingegneria e Servizi | 42 | 86 | 104,8 |
| (47) | Altre attività | (46) | (45) | (2,2) |
| 2.596 | Utile operativo | 3.714 | 2.700 | (27,3) |

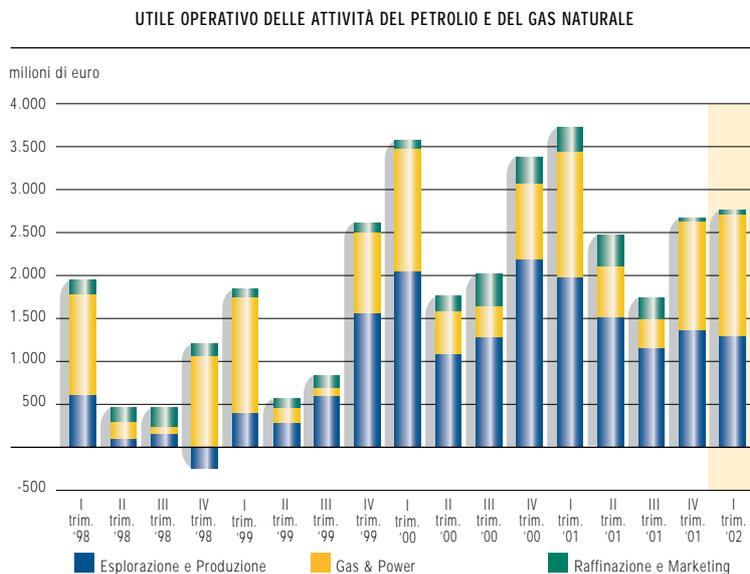
(1) Il risultato operativo del primo trimestre 2002 tiene conto prudenzialmente degli effetti (38 milioni di euro) della riduzione delle tariffe di stoccaggio e modulazione di gas fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 49/2002 del 26 marzo 2002 che sarà oggetto di ricorso 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 161 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.

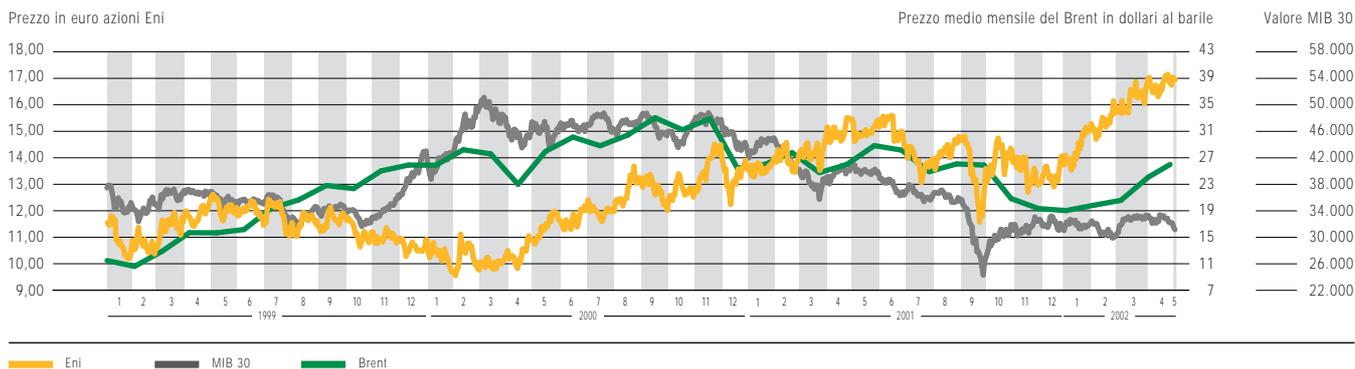
Raffronto con il primo trimestre 2001

L'utile operativo conseguito nel primo trimestre 2002 ammonta a 2.700 milioni di euro, con una flessione di 1.014 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 27,3%, dovuta:

- alla riduzione dell'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione (-688 milioni di euro, pari al 34,8%) connessa alla diminuzione dei prezzi degli idrocarburi di produzione (petrolio -14,4%; gas naturale -30,6%) e alla minore produzione venduta di gas naturale in Italia (-11,3 milioni di boe, pari al 32,8%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+8,5 milioni di boe, pari al 9,1%) e di petrolio in Italia (+1,1 milioni di barili, pari al 18,5%);
- alla riduzione dell'utile operativo del settore Raffinazione e Marketing (-232 milioni di euro, pari al 78,9%) dovuta essenzialmente alla rilevante caduta del margine di raffinazione (-90,3% per il margine sul Brent) che si colloca ai livelli più bassi degli ultimi 10 anni e ai minori margini delle raffinerie posizionate sul continente (in relazione alla riduzione dei differenziali Fob/Cif), nonché, in minor misura, alla diminuzione del risultato dell'attività di distribuzione in Italia connessa agli effetti delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio e dei minori margini commerciali a seguito della pressione competitiva;
- alla maggiore perdita operativa del settore Petrolchimica (-99 milioni di euro) a seguito della caduta dei margini dei prodotti petrolchimici (i margini unitari sul cracker sono sui livelli più bassi dal 1989), parzialmente compensata dai minori ammortamenti connessi alle rilevanti svalutazioni di impianti rilevate nel 2001;
- alla riduzione dell'utile operativo del settore Gas & Power (-40 milioni di euro, pari al 2,7%) connessa essenzialmente all'effetto negativo della variazione del mix di vendita e alla flessione del margine della distribuzione primaria di gas naturale, parzialmente compensati dall'aumento dei volumi trasportati per conto terzi in Italia (+2,12 miliardi di metri cubi, pari all'87,2%).



ENI E MIB 30 - 4 GENNAIO 1999 - 3 MAGGIO 2002



Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile operativo del settore Ingegneria e Servizi (+44 milioni di euro, pari al 104,8%) dovuto in particolare all'attività *costruzioni e perforazioni*.

Nel primo trimestre la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.441 mila boe (petrolio e condensati 910 mila barili; gas naturale 531 mila boe) con un incremento di 54 mila boe, pari al 3,9%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (34 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvisi di campi, principalmente nel Regno Unito, Algeria, Congo, Angola, Nigeria, Italia e Stati Uniti; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente nel Regno Unito, in Algeria e in Pakistan. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino delle produzioni mature in Italia (gas). La quota di produzione estera sul totale si mantiene sul 78%. In aprile la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.462 mila boe.

Nel trimestre sono proseguite le azioni di razionalizzazione e di efficienza che hanno consentito di realizzare risparmi di costi di 94 milioni di euro, compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale, all'inflazione e all'effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

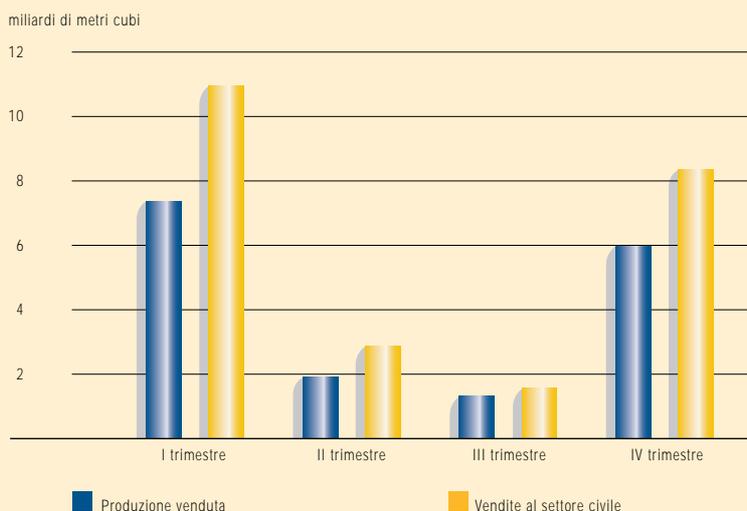
Raffronto con il quarto trimestre 2001

L'utile operativo del primo trimestre è aumentato di 104 milioni di euro rispetto al quarto trimestre 2001, pari al 4%, a seguito: (i) dell'aumento dell'utile operativo del settore Gas & Power (+155 milioni di euro, pari al 12,2%) dovuto essenzialmente alle maggiori vendite della distribuzione primaria in Italia (+1,22 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%), in particolare al settore civile; (ii) dell'aumento dell'utile operativo del settore Raffinazione e Marketing (+9 milioni di euro, pari al 17%) dovuto al miglioramento dell'attività GPL in Brasile e all'incremento dei margini commerciali sul mercato rete europeo, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione (-89% per il margine di lavoro); (iii) della minore perdita operativa sofferta dal settore Petrolchimica (+33 milioni di euro). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla flessione dell'utile operativo del settore Esplorazione e Produzione (-68 milioni di euro, pari al 5%) dovuta alla riduzione del prezzo del gas di produzione (-10%) e alla minore produzione venduta di gas naturale in Italia, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal maggior prezzo del petrolio di produzione (+10%) e dalla maggiore produzione venduta di idrocarburi all'estero (+2 milioni di boe, pari al 2%); (ii) dalla flessione dell'utile operativo del settore Ingegneria e Servizi (-27 milioni di euro, pari al 23,9%).

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



RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(milioni di €)

| | Primo trimestre | | |
|----------------------------|-----------------|---------|--------|
| | 2001 | 2002 | Var. % |
| Esplorazione e Produzione | 3.907 | 3.223 | (17,5) |
| Gas & Power | 5.766 | 5.368 | (6,9) |
| Raffinazione e Marketing | 5.360 | 4.861 | (9,3) |
| Petrolchimica | 1.359 | 1.141 | (16,0) |
| Ingegneria e Servizi | 526 | 919 | 74,7 |
| Altre attività | 169 | 273 | 61,5 |
| Elisioni di consolidamento | (3.304) | (3.080) | (6,8) |
| | 13.783 | 12.705 | (7,8) |

I ricavi della gestione caratteristica (ricavi) conseguiti nel primo trimestre (12.705 milioni di euro) sono diminuiti di 1.078 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 7,8%, a seguito principalmente della flessione dei prezzi degli idrocarburi di produzione 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 (3.223 milioni di euro) sono diminuiti di 684 milioni di euro, pari al 17,5%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi degli idrocarburi di produzione (petrolio -14,4%; gas naturale -30,6%), della minore produzione venduta di gas naturale in Italia (-11,3 milioni di boe, pari al 32,8%), nonché dei minori volumi commercializzati di idrocarburi d'acquisto (-8,9 milioni di boe), principalmente per il trasferimento dell'attività di trading di gas alla divisione Gas & Power. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+8,5 milioni di boe, pari al 9,1%) e di petrolio in Italia (+1,1 milioni di barili, pari al 18,5%).

I ricavi del settore Gas & Power (5.368 milioni di euro) sono diminuiti di 398 milioni di euro, pari al 6,9%, a seguito essenzialmente delle flessioni dei prezzi dal gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli effetti dell'attività di trading di gas trasferita dal settore Esplorazione e Produzione.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (4.861 milioni di euro) sono diminuiti di 499 milioni di euro, pari al 9,3%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-17% e -19% rispettivamente per la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia (-140 mila tonnellate, pari al 2,6%) connessa essenzialmente agli effetti delle chiusure e delle cessioni di stazioni di servizio.

I ricavi del settore Petrolchimica (1.141 milioni di euro) sono diminuiti di 218 milioni di euro, pari al 16%, a seguito della flessione del 24% dei prezzi medi di vendita dei prodotti, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa.

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (919 milioni di euro) sono aumentati di 393 milioni di euro, pari al 74,7%, a seguito della maggiore attività svolta, in particolare nelle *costruzioni e perforazioni*.

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

| | (milioni di €) | | |
|---------------------------|-----------------|---------------|--------------|
| | Primo trimestre | | |
| | 2001 | 2002 | Var. % |
| <i>Italia</i> | 9.162 | 7.252 | (20,8) |
| Resto dell'Unione Europea | 1.604 | 2.362 | 47,3 |
| Resto dell'Europa | 798 | 642 | (19,5) |
| Africa | 477 | 535 | 12,2 |
| Americhe | 1.303 | 1.237 | (5,1) |
| Asia | 408 | 658 | 61,3 |
| Altre aree | 31 | 19 | (38,7) |
| Totale estero | 4.621 | 5.453 | 18,0 |
| | 13.783 | 12.705 | (7,8) |

COSTI OPERATIVI

| | (milioni di €) | | |
|--|-----------------|--------------|--------------|
| | Primo trimestre | | |
| | 2001 | 2002 | Var. % |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 8.504 | 8.280 | (2,6) |
| Costo lavoro | 710 | 724 | 2,0 |
| | 9.214 | 9.004 | (2,3) |

I costi operativi sostenuti nel primo trimestre (9.004 milioni di euro) sono diminuiti di 210 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 2,3%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione dei costi di approvvigionamento del gas naturale e delle materie prime petrolifere e petrolchimiche; (ii) dei minori volumi approvvigionati di gas naturale; (iii) della riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza che ha compensato pressoché interamente l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa e dal maggior livello di attività nel settore Ingegneria e Servizi.

Il costo lavoro (724 milioni di euro) è aumentato di 14 milioni di euro, pari al 2%, a seguito essenzialmente dell'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa e della crescita del costo lavoro unitario in Italia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione in Italia dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate.

L'occupazione al 31 marzo 2002 era di 72.374 unità, con un aumento di 1.426 unità rispetto al 31 dicembre 2001 dovuto all'incremento di 1.248 unità all'estero e di 178 unità in Italia. L'aumento del personale all'estero è dovuto prevalentemente all'assunzione di personale di cantiere a tempo determinato nell'attività *costruzioni e perforazioni*. L'aumento del personale in Italia è connesso essenzialmente all'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa (1.437 unità), parzialmente compensato dalle azioni di razionalizzazione.

OCCUPAZIONE

| | numero | |
|---------------------------|---------------|---------------|
| | 31.12.2001 | 31.03.2002 |
| Esplorazione e Produzione | 7.533 | 7.332 |
| Gas & Power | 14.286 | 13.213 |
| Raffinazione e Marketing | 15.172 | 14.788 |
| Petrolchimica | 11.022 | 12.270 |
| Ingegneria e Servizi | 18.632 | 19.717 |
| Altre attività | 4.303 | 5.054 |
| | 70.948 | 72.374 |

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

| | (milioni di €) | | |
|----------------------------|-----------------|--------------|------------|
| | Primo trimestre | | |
| | 2001 | 2002 | Var. % |
| Esplorazione e Produzione | 745 | 832 | 11,7 |
| Gas & Power | 112 | 102 | (8,9) |
| Raffinazione e Marketing | 120 | 124 | 3,3 |
| Petrolchimica | 68 | 44 | (35,3) |
| Ingegneria e Servizi | 39 | 67 | 71,8 |
| Altre attività | 8 | 17 | 112,5 |
| Totale ammortamenti | 1.092 | 1.186 | 8,6 |
| Svalutazioni | 3 | 0 | .. |
| | 1.095 | 1.186 | 8,3 |

Gli ammortamenti e le svalutazioni stanziati nel primo trimestre (1.186 milioni di euro) sono aumentati di 91 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari all'8,3%, a seguito degli aumenti registrati in particolare nel settore Esplorazione e Produzione (+87 milioni di euro), dovuto all'aumento delle produzioni e della ricerca esplorativa, e nel settore Ingegneria e Servizi (+28 milioni di euro) connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione registrata nel settore Petrolchimica (-24 milioni di euro) dovuta alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa.

COMPONENTI NON RICORRENTI

| Quarto trimestre | (milioni di €) | |
|------------------|--|------------|
| | Primo trimestre | |
| | 2001 | 2002 |
| (93) | Svalutazioni assets | (3) |
| (76) | Effetti positivi (negativi) valutazioni scorte | 3 |
| | Conguaglio esercizio 2001 tariffe stoccaggio | (16) |
| (169) | | (3) |
| | di cui: | |
| (81) | - Esplorazione e Produzione | (3) |
| (3) | - Gas & Power | |
| (7) | - Raffinazione e Marketing | |
| (78) | - Petrolchimica | 3 |

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto ammonta a 6.713 milioni di euro, con una diminuzione di 3.175 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta alla consistenza del flusso di cassa della gestione che è stata solo parzialmente compensata dal fabbisogno connesso agli investimenti tecnici (1.541 milioni di euro). I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.535 milioni di euro, di cui 6.440 a breve termine e 5.095 a medio lungo termine.

| | (milioni di €) | | |
|---|----------------|--------------|---------------|
| | 31.12.2001 | 31.03.2002 | Var. % |
| Debiti finanziari e obbligazionari | 12.548 | 11.535 | (8,1) |
| Disponibilità, titoli e altri attivi finanziari | (2.660) | (4.822) | 81,3 |
| Indebitamento finanziario netto | 9.888 | 6.713 | (32,1) |

INVESTIMENTI TECNICI

(milioni di €)

| | Primo trimestre | | |
|-----------------------------------|-----------------|-------|--------|
| | 2001 | 2002 | Var. % |
| Esplorazione e Produzione | 775 | 1.234 | 59,2 |
| Ricerca esplorativa | 147 | 199 | 35,4 |
| Acquisizione di titoli minerari | 3 | | .. |
| Sviluppo e dotazioni patrimoniali | 625 | 1.035 | 65,6 |
| Gas & Power | 216 | 144 | (33,3) |
| Raffinazione e Marketing | 82 | 70 | (14,6) |
| Petrochimica | 47 | 38 | (19,1) |
| Ingegneria e Servizi | 49 | 46 | (6,1) |
| Altre attività | 10 | 9 | (10,0) |
| | 1.179 | 1.541 | 30,7 |

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.541 milioni di euro) hanno riguardato per circa il 89% i settori Esplorazione e Produzione e Gas & Power.

Gli investimenti di ricerca esplorativa sono stati di 199 milioni di euro (di cui il 90,5% all'estero), con un aumento del 35,4% rispetto al primo trimestre 2001. L'attività esplorativa in Italia ha riguardato essenzialmente l'offshore profondo dell'Adriatico e della Sicilia e le aree dell'Italia Centro Settentrionale; all'estero l'attività ha riguardato principalmente l'Egitto, gli Stati Uniti, il Kazakistan e l'Indonesia. Gli investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali sono stati di 1.035 milioni di euro (di cui il 90,7% all'estero), con un aumento del 65,6%. In Italia l'attività di sviluppo ha interessato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri. Gli investimenti all'estero hanno riguardato lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in Libia, Iran, Nigeria, Angola, Stati Uniti e Kazakistan.

Gli investimenti del settore Gas & Power (144 milioni di euro) hanno riguardato: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto nazionale (59 milioni di euro); (ii) la prosecuzione del programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (50 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 (37 milioni di euro).

Gli investimenti del settore Raffinazione e Marketing (70 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente il potenziamento della rete di distribuzione in Italia e all'estero (34 milioni di euro).

PRINCIPALI EVENTI

I principali eventi verificatisi nel periodo 1° gennaio-27 marzo 2002 sono indicati nel bilancio 2001. Nel presente capitolo sono indicati quelli verificatisi nel periodo 28 marzo-3 maggio 2002.

Esplorazione e Produzione

In Italia è stata effettuata una scoperta di gas nell'offshore siciliano al largo di Agrigento con il pozzo "Panda 1" perforato a una profondità d'acqua di circa 460 metri. L'Eni, con una quota del 37,5%, è operatore dell'iniziativa in joint venture con altre due compagnie petrolifere. Il pozzo ha confermato il potenziale del giacimento; la valutazione preliminare consente di stimare le riserve recuperabili⁽¹⁾ del giacimento nell'ordine di 9-12 miliardi di metri

(1) 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.

cubi. Il programma di lavoro del 2002 prevede la perforazione di un secondo pozzo esplorativo. Nell'area sono state identificate altre strutture che potrebbero rivelare la presenza di idrocarburi.

In Indonesia, nell'area di Rapak e di Ganal (quota Eni 20%) nell'offshore a Est di Kalimantan, sono stati completati con esiti positivi i tre pozzi di appraisal nei giacimenti di Ranggas, Gendalo e Gandang. Nel giacimento a olio di Ranggas, il pozzo (quarto di delimitazione) è stato perforato a una profondità d'acqua di 1.590 metri e ha prodotto oltre 8 mila barili/giorno. Nel giacimento a gas e condensati di Gandang, il pozzo (secondo di appraisal) è stato perforato a una profondità d'acqua di 1.710 metri confermando l'estensione del giacimento. Nel giacimento a gas e condensati di Gendalo, il pozzo (terzo di delimitazione) è stato perforato a una profondità d'acqua di 1.550 metri e ha prodotto circa 1 milione di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati.

In Algeria è entrata in esercizio la quarta linea di trattamento presso il centro olio di Hassi Berkine South (HBNS - quota Eni 12,25%), nel deserto algerino, che consente di raggiungere la produzione complessiva di 285 mila barili/giorno.

In Iran, nell'ambito dello sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas di South Pars nel Golfo Persico (Eni operatore con una quota del 60%), è stata assegnata la commessa, del valore di 1,2 miliardi di dollari, per la realizzazione di quattro impianti di trattamento del gas naturale con una capacità complessiva di 56 milioni di metri cubi di gas/giorno. Il completamento del lavoro è previsto nel 2005.

Nel Regno Unito è stata annunciata una nuova normativa fiscale per le società operanti nel settore Esplorazione e Produzione che prevede l'aumento di 10 punti percentuali (dal 30 al 40%) della "Corporate tax" e la detraibilità integrale dal reddito imponibile dei nuovi investimenti di sviluppo. È stata annunciata altresì la possibile abolizione delle royalties (12,5%) sui campi sviluppati prima del 1982. La nuova normativa, qualora entrasse in vigore, determinerebbe un onere di 226 milioni di euro connesso all'adeguamento, di carattere non ricorrente, del fondo imposte differite, in parte compensato da minori imposte correnti di 8 milioni di euro derivanti dalla detraibilità dei nuovi investimenti di sviluppo. L'effetto sul risultato netto 2002 ammonterebbe a 218 milioni di euro.

In attuazione della precedente delibera 26/02, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) con delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha determinato le tariffe di stoccaggio relative all'anno termico 2002-2003 in vigore dal 1° aprile 2002 con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Le tariffe fissate dall'Autorità sono inferiori di oltre il 50% a quelle applicate in precedenza dall'Eni. In data 29 aprile 2002 la Stoccaggi Gas Italia SpA ha notificato all'Autorità il ricorso al TAR della Lombardia per chiedere l'annullamento delle citate delibere 26/02 e 49/02.

Gas Naturale

La Regione Sicilia con la legge regionale del 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) ricadenti nel proprio territorio. Per l'anno 2002, il tributo è determinato 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. L'importo annuo del tributo per Snam Rete Gas ammonta a circa 130 milioni di euro. La legge che istituisce il tributo è entrata in vigore il 1° aprile 2002; conseguentemente l'importo dovuto per l'esercizio in corso ammonta a circa 97 milioni di euro, da pagare in nove rate mensili di circa 10,8 milioni di euro; la prima rata è stata versata il 30 aprile 2002. L'istituzione del tributo determina un onere aggiuntivo che la Snam Rete Gas ha considerato nella proposta tariffaria per l'anno termico 2002/2003 presentata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas a fine marzo 2002. La società sta valutando il comportamento da tenere in merito alla legittimità del tributo.

In Spagna è stata avviata la fornitura a Iberdrola del gas naturale liquefatto proveniente dall'impianto della società Ras Laffan Liquefied Natural Gas, in Qatar. Il gas liquefatto, trasportato dalla nave metaniera dell'Eni LNG Portovenere, è stato consegnato al terminale di rigassificazione di Barcellona. L'accordo, firmato a Madrid nel dicembre 2000, prevede la fornitura per 15 anni di 1,2 miliardi di metri cubi di gas/anno. Il gas sarà utilizzato per alimentare la centrale elettrica a ciclo combinato di Castellon (nei pressi di Valencia), con una potenza di 800 megawatt.

Petrochimica

In aprile, anche a seguito di recenti problematiche emerse in alcuni impianti oggetto della trattativa, è stato interrotto il negoziato con la Saudi Basic Industries Corporation (Sabic) per la costituzione della joint venture relativa al business petrolchimico dell'Eni conferito nella Polimeri Europa. In linea con la strategia dell'Eni di ridurre il capitale investito nel settore petrolchimico e con la strategia della Sabic di accrescere la sua presenza in Europa, le due società hanno espresso interesse a discutere in futuro potenziali opportunità relative alla cessione di singoli asset petrolchimici dell'Eni.

Ingegneria e Servizi

In Oman la Snamprogetti SpA, in joint venture paritetica con la Technip-Coflexip, si è aggiudicata il contratto del valore di 770 milioni di dollari, per conto della Oman-India Fertilizer Company (OMIFCO), riguardante la realizzazione di un complesso di produzione di fertilizzanti che sarà il più grande al mondo. Il progetto prevede la costruzione di due impianti per la produzione di 1.750 tonnellate/giorno di ammoniaca e di due impianti per la produzione di 2.530 tonnellate/giorno di urea. La Snamprogetti e il suo partner assicureranno l'ingegneria, l'approvvigionamento dei materiali, la costruzione e la supervisione all'avviamento del complesso industriale, nonché la formazione del personale della OMIFCO. I lavori saranno completati in 35 mesi. Gli impianti utilizzeranno tecnologie della Snamprogetti e della Haldor Topsøe, società danese partecipata al 50% dall'Eni, operante nella fornitura di tecnologie e nella produzione e fornitura di catalizzatori per l'industria chimica, petrolchimica e della raffinazione.

Acquisto di azioni proprie

L'Assemblea degli azionisti dell'Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il 1° giugno 2001 la prosecuzione del programma di acquisto, fino a un massimo di 400 milioni, di azioni proprie del valore nominale di 1 euro e comunque entro l'ammontare massimo di 3,4 miliardi di euro. Entrambi i limiti sono comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'assemblea (69,9 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro per un costo di 934 milioni di euro).

| Periodo | numero azioni milioni | costo medio €/azione | costo complessivo milioni di € | percentuale capitale sociale % |
|---|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1° gennaio-7 maggio 2002 | 5,8 | 14,94 | 87 | 0,15 |
| Dall'inizio del programma (1° settembre 2000) | 160,2 | 13,45 | 2.155 | 4,00 |

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

L'andamento nel 2002 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni è di seguito indicato:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in moderata crescita rispetto al 2001 (+0,5%), in linea con il graduale recupero dell'economia mondiale. In un contesto di sostanziale equilibrio tra domanda e offerta, il prezzo del petrolio è previsto intorno ai 22 dollari/barile con una flessione di circa 2 dollari/barile rispetto al 2001 (-8%); potranno tuttavia persistere almeno nel breve termine, fenomeni di elevata volatilità dei prezzi legati alle evoluzioni geopolitiche mondiali (tensioni in Medio Oriente);
- la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere del 4% rispetto al 2001, con un contributo al soddisfacimento del fabbisogno complessivo di fonti primarie di energia superiore al 32% (31,3% nel 2001). L'aumento della domanda è dovuto ai 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;
- i margini dei prodotti petrolchimici sono previsti in crescita rispetto ai valori depressi del primo trimestre a seguito della ripresa della domanda e dei prezzi dei prodotti, nonché della flessione del costo delle materie prime petrolifere attese nella seconda metà dell'esercizio. Nonostante l'atteso miglioramento, su base annua i margini rimarranno su livelli inferiori a quelli del 2001.

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 crescita di circa il 9% rispetto al 2001 grazie all'entrata in produzione di nuovi campi, in particolare in Algeria, Iran, Stati Uniti, Egitto, Regno Unito e alla crescita produttiva in Kazakistan, Norvegia, Nigeria, Congo, Regno Unito e Italia (petrolio), nonché alle maggiori produzioni della Lasmo (in particolare in Venezuela, Pakistan e Algeria). 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 il 7% rispetto al 2001 a seguito del progressivo allineamento della quota di mercato Eni ai limiti normativi; in sensibile crescita i volumi venduti in Europa per l'Italia. I volumi trasportati per conto terzi in Italia sono previsti in aumento di oltre il 60%, essenzialmente per conto delle società distributrici di energia elettrica;
- la produzione venduta di energia elettrica è prevista in circa 5 mila gigawattora, con un incremento dell'1% rispetto al 2001; le quantità di energia elettrica commercializzate sono previste in circa 1.500 gigawattora;
- le lavorazioni di greggio in conto proprio sono previste stabili; le lavorazioni totali sulle raffinerie di proprietà (comprese quelle in conto terzi) sono previste in crescita di circa il 2%; conseguentemente il tasso di utilizzo delle raffinerie di proprietà passerà dal 97% del 2001 al 99%;
- le vendite di prodotti petrolchimici sono attese in aumento di circa il 2% a seguito della prevista ripresa della domanda, in particolare nella petrolchimica di base negli elastomeri.

Nel 2002 sono previsti investimenti tecnici di oltre 8 miliardi di euro; l'85% degli investimenti riguarderà i settori Esplorazione e Produzione e Gas & Power.

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

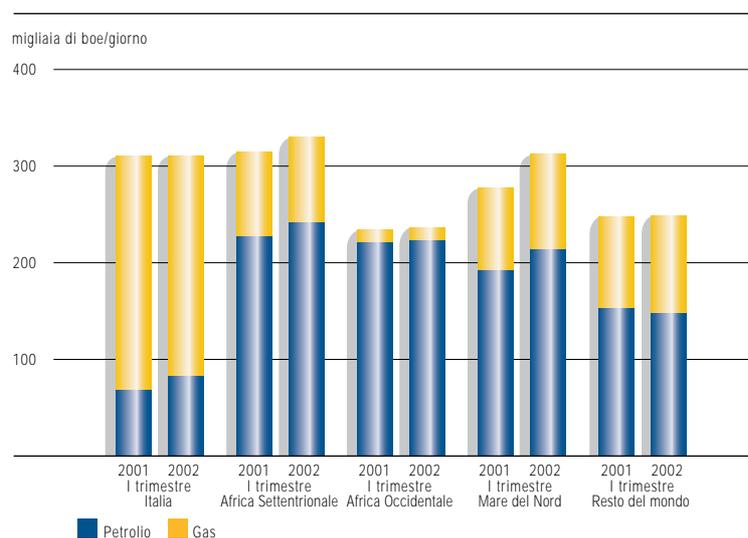
| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|---|-----------------|-------|--------|
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 1.355 | Utile operativo (milioni di euro) | 1.975 | 1.287 | (34,8) |
| 1.408 | Produzione giornaliera di idrocarburi (migliaia di boe) | 1.387 | 1.441 | 3,9 |
| 319 | Italia | 311 | 311 | 0,0 |
| 322 | Africa Settentrionale | 315 | 330 | 4,8 |
| 238 | Africa Occidentale | 235 | 237 | 0,9 |
| 308 | Mare del Nord | 278 | 313 | 12,6 |
| 221 | Resto del mondo | 248 | 250 | 0,8 |
| 148,5 | Produzione venduta di idrocarburi (milioni di boe) | 134,4 | 132,8 | (1,2) |

L'utile operativo del primo trimestre ammonta a 1.287 milioni di euro, con una diminuzione di 688 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 34,8%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione dei prezzi degli idrocarburi di produzione (petrolio -14,4%; gas naturale -30,6%) connessa all'andamento sfavorevole dello scenario energetico; (ii) alla minore produzione venduta di gas in Italia (-11,3 milioni di boe, pari al 32,8%) dovuta principalmente ai minori prelievi dagli stoccaggi (-10 milioni di boe) e, in minor misura, alle minori produzioni; (iii) 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 (38 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi all'estero (+8,5 milioni di boe, pari al 9,1%) e di petrolio in Italia (+1,1 milioni di barili, pari al 18,5%); (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite e alle azioni di razionalizzazione effettuate; (iii) dall'apprezzamento del dollaro sull'euro (+5,1%).

Nel primo trimestre la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.441 mila boe (petrolio e condensati 910 mila barili; gas naturale 531 mila boe) con un incremento di 54 mila boe, pari al 3,9%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (34 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvii di campi, principalmente nel Regno Unito, Algeria, Congo, Angola, Nigeria, Italia e Stati Uniti; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente nel Regno Unito, in Algeria e in Pakistan. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino delle produzioni mature in Italia (gas). La quota di produzione estera sul totale si mantiene sul 78%.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (910 mila barili) è aumentata di 49 mila barili, pari al 5,7%, a seguito degli aumenti registrati all'estero (+59 mila boe): (i) nel Regno Unito per l'entrata a regime della produzione dei campi di Elgin/Franklin (quota Eni 21,86%) e per l'acquisto nell'agosto 2001, del 30% dei giacimenti del T-Block; (ii) in Algeria per l'avvio dei campi HBN (quota Eni 34,63%) e ZEK (quota Eni 50%); (iii) in Qatar per l'avvio della seconda fase di sviluppo del campo di Alkaliji (quota Eni 45%); (iv) in Congo per l'avvio nella seconda metà del 2001 dei campi di Foukanda e Mwafi (operati dall'Eni con una quota del 65%); (v) in Italia (+14 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

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA



aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate all'estero (-24 mila barili) in Libia, Venezuela, Indonesia e Nigeria, a seguito dei tagli produttivi decisi dall'OPEC, nonché in Cina ed Ecuador.

La produzione giornaliera di gas naturale (531 mila boe) è aumentata di 5 mila boe, pari all'1%, a seguito essenzialmente degli aumenti registrati all'estero (+19 mila boe) nel Regno Unito, negli Stati Uniti (in particolare per l'avvio dei campi King Kong e Yosemite - quota Eni 50%) e in Pakistan, parzialmente assorbiti dalla diminuzione registrata in Italia (-14 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 132,8 milioni di boe. Il maggior volume venduto (3,1 milioni di boe) rispetto alla produzione è dovuto ai prelievi da stoccaggio di 2,5 milioni di boe e ai maggiori ritiri di idrocarburi rispetto alle quote di diritto (overlifting) all'estero di 2,1 milioni di boe, parzialmente compensati dai volumi di produzione utilizzati per autoconsumo (1,5 milioni di boe).

G A S & P O W E R

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|--|---|-----------------|--------------|--------------|
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 1.271 | Utile operativo (milioni di euro) | 1.466 | 1.426 | (2,7) |
| 19,45 | Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi) | 20,81 | 21,06 | 1,2 |
| 17,80 | Italia | 20,32 | 19,02 | (6,4) |
| 10,77 | Grossisti | 12,76 | 12,12 | (5,0) |
| 7,03 | Clienti finali | 7,56 | 6,90 | (8,7) |
| 3,97 | - Industriali | 4,27 | 3,78 | (11,5) |
| 1,22 | - Produttori industriali di energia elettrica | 1,50 | 1,42 | (5,3) |
| 1,84 | - Società distributrici di energia elettrica | 1,79 | 1,70 | (5,1) |
| 1,65 | Estero | 0,49 | 2,04 | 315,3 |
| 1,62 | In Europa per l'Italia | 0,47 | 2,00 | 325,5 |
| 0,03 | Sul mercato europeo | 0,02 | 0,04 | 75,5 |
| 2,56 | Distribuzione secondaria all'estero (miliardi di metri cubi) | 1,34 | 1,33 | (0,7) |
| 18,18 | Trasporto di gas naturale Italia (miliardi di metri cubi) | 18,55 | 21,00 | 12,8 |
| 14,39 | Per conto Eni | 16,12 | 16,45 | 2,5 |
| 3,79 | Per conto terzi | 2,43 | 4,55 | 87,2 |
| 2,05 | Trasporto di gas naturale Estero (miliardi di metri cubi) | 1,20 | 1,35 | 12,5 |
| Vendite attività di generazione elettrica | | | | |
| 1.306 | Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora) | 1.319 | 1.366 | 3,6 |
| 524 | Trading di energia elettrica (gigawattora) | 266 | 406 | 52,6 |
| 2.454 | Vapore (migliaia di tonnellate) | 2.698 | 2.574 | (4,6) |

L'utile operativo del primo trimestre ammonta a 1.426 milioni di euro, con una diminuzione di 40 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 2,7%, dovuta essenzialmente: (i) all'effetto negativo della variazione del mix di vendita della distribuzione primaria; (ii) alla flessione del margine della distribuzione primaria a seguito degli effetti dello sfavorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas naturale rispetto a quelli di approvvigionamento, in parte attenuato dall'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dai maggiori volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia (+2,12 miliardi di metri cubi, pari all'87,2%); (ii) dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate, in particolare nell'attività di trasporto del gas naturale in Italia, solo par-

zialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iii) dal maggior risultato dell'attività di generazione elettrica dovuto all'incremento del margine di vendita dell'energia per effetto dell'andamento favorevole dello scenario dei combustibili.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (21,06 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con quelle del primo trimestre 2001 (+1,2%): l'aumento delle vendite in Europa per l'Italia (+1,53 miliardi di metri cubi) è stato in parte assorbito dalla flessione delle vendite in Italia (1,3 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale in Italia (19,02 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,3 miliardi di metri cubi, pari al 6,4%, a seguito principalmente delle minori vendite: (i) all'industria (0,49 miliardi di metri cubi), dovute in particolare all'interruzione delle forniture interrompibili nei primi due mesi dell'anno a fronte dei picchi di forniture al mercato civile nello stesso periodo; (ii) al settore civile (0,34 miliardi di metri cubi); (iii) al settore termoelettrico (0,17 miliardi di metri cubi).

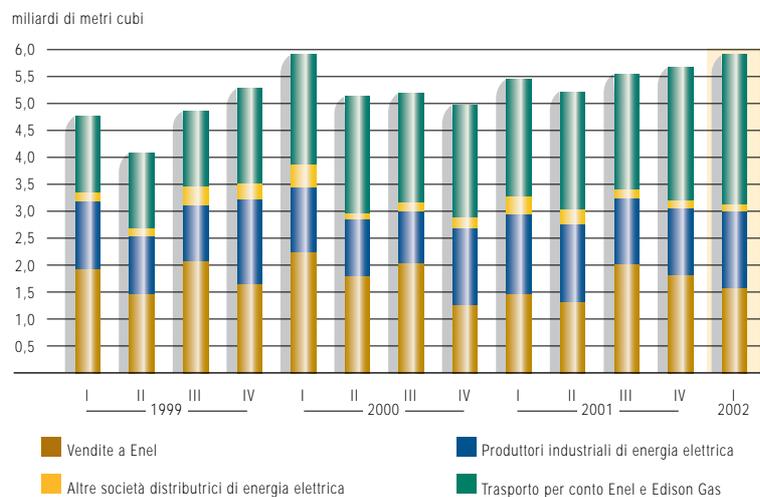
Le vendite in Europa per l'Italia (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,53 miliardi di metri cubi, pari al 326%, a seguito della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con importatori italiani.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (3,55 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,23 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%, a seguito essenzialmente dei maggiori consumi connessi all'effetto climatico.

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (1,33 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con il primo trimestre 2001 (1,34 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia (4,55 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,12 miliardi di metri cubi, pari all'87,2%, principalmente per i maggiori volumi trasportati per conto dell'Edison e della Plurigas.

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



RAFFINAZIONE E MARKETING

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|--|-----------------|--------------|---------------|
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 53 | Utile operativo (milioni di euro) | 294 | 62 | (78,9) |
| 13,84 | Vendite (milioni di tonnellate) | 12,61 | 12,22 | (3,1) |
| 2,9 | Rete Italia | 2,78 | 2,67 | (4,0) |
| 1,07 | Rete estero | 0,93 | 0,96 | 3,2 |
| 3,11 | Extrarrete Italia | 2,69 | 2,66 | (1,1) |
| 1,40 | Extrarrete estero | 1,29 | 1,29 | 0,0 |
| 5,36 | Altre vendite | 4,92 | 4,64 | (5,7) |

L'utile operativo del primo trimestre ammonta a 62 milioni di euro, con una diminuzione di 232 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001 pari al 78,9%, dovuta essenzialmente: (i) all'andamento sfavorevole dello scenario internazionale di raffinazione (riduzione del margine sul Brent pari al 90,3%) e ai minori margini delle raffinerie posizionate sul continente in relazione alla riduzione del differenziale Fob/Cif; (ii) alle minori lavorazioni sulla raffineria di Gela; (iii) al minor utile conseguito dall'attività commerciale in Italia, connesso in particolare al processo di cessioni/chiusure di stazioni di servizio (rispetto al primo trimestre 2001 si registra una diminuzione di 640 unità), e alla riduzione dei margini rete ed extrarrete in relazione alla pressione competitiva. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal maggiore risultato dell'attività GPL in Italia e all'estero, dall'apprezzamento del dollaro sull'euro e dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate, in parte assorbite dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

Le lavorazioni complessive in Italia e all'estero (9,69 milioni di tonnellate) sono aumentate di 500 mila tonnellate, pari al 5%, a seguito essenzialmente della circostanza che nel primo trimestre del 2001 era stata effettuata la fermata per manutenzione dell'impianto di Priolo. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 91% (83% nel primo trimestre 2001). Il 39% del petrolio lavorato è di produzione Eni (32% nel primo trimestre 2001).

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete ed extrarrete in Italia (5,33 milioni di tonnellate) sono diminuite di 140 mila tonnellate, pari al 2,6%, a seguito essenzialmente delle minori vendite sulla rete connesse alle cessioni/chiusure di stazioni di servizio.

Le vendite sul mercato rete ed extrarrete all'estero (2,25 milioni di tonnellate) sono risultate sostanzialmente in linea con il corrispondente trimestre dello scorso esercizio.

Al 31 marzo 2002 la rete di distribuzione dell'Eni era costituita da 11.724 stazioni di servizio (di cui 8.383 in Italia), con un aumento di 17 unità rispetto al 31 dicembre 2001.

PETROLCHIMICA

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|-----------------------------------|-----------------|-------|--------|
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| (149) | Utile operativo (milioni di euro) | (17) | (116) | 582,4 |
| 1.253 | Vendite (migliaia di tonnellate) | 1.326 | 1.864 | 40,6 |
| 979 | Petrolchimica di base | 934 | 1.141 | 22,2 |
| 264 | Stirenici ed elastomeri | 306 | 298 | (2,6) |
| 10 | Polietileni e poliuretani | 86 | 425 | 394,2 |

Il settore nel primo trimestre ha registrato la perdita operativa di 116 milioni di euro, con un aumento di 99 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001 connesso in particolare alla flessione dei margini unitari dei prodotti dovuta alla rilevante riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti (in media del 24%) a fronte del calo più contenuto del costo delle materie prime petrolifere (-18% il costo in euro della virgin nafta), andamenti che hanno determinato margini sul cracker sui livelli più bassi dal 1989. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dai minori ammortamenti connessi alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001, nonché dalla riduzione dei costi connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate parzialmente assorbite dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

Le vendite (1.864 mila tonnellate) sono aumentate di 538 mila tonnellate, pari al 40,6%, a seguito essenzialmente dell'entrata nell'area di consolidamento della Polimeri Europa.

Le produzioni (2.474 mila tonnellate) sono aumentate di 472 mila tonnellate, pari al 24%.

INGEGNERIA E SERVIZI

| Quarto trimestre | | Primo trimestre | | |
|------------------|----------------------------|-----------------|-------|--------|
| 2001 | | 2001 | 2002 | Var. % |
| 113 | Utile operativo | 42 | 86 | 104,8 |
| 6.937 | Portafoglio ordini | 6.769 | 8.060 | 19,1 |
| 2.853 | Costruzioni e perforazioni | 2.765 | 3.087 | 11,6 |
| 4.084 | Ingegneria | 4.004 | 4.973 | 24,2 |

L'utile operativo del primo trimestre ammonta a 86 milioni di euro (di cui 81 riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*), con un aumento di 44 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2001, pari al 104,8%. L'attività *costruzioni e perforazioni* registra un aumento dell'utile operativo di 39 milioni di euro dovuto essenzialmente alla piena operatività 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 e 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* registra un aumento dell'utile operativo di 5 milioni di euro dovuto essenzialmente all'incremento del volume d'affari e al contributo della commessa per la costruzione della tratta ferroviaria Milano-Bologna.

Nel primo trimestre sono stati acquisiti ordini per complessivi 2.061 milioni di euro (680 milioni di euro nel primo trimestre 2001), di cui il 95% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 10% lavori assegnati da imprese dell'Eni. Il portafoglio ordini al 31 marzo 2002 è di 8.060 milioni di euro (6.769 milioni di euro al 31 dicembre 2001); il 70% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 10% riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.



Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: € 4.001.684.176 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*
Stampa digitale: *System Graphic - Roma*



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