

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	(milioni di euro)		
	1999	2000	2001
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	77	86	3.473
Altri proventi straordinari	26	146	173
	103	232	3.646
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi ed oneri	(330)	(182)	(885)
- svalutazioni e minusvalenze	(169)	(34)	(607)
- incentivazione esodi	(110)	(202)	(237)
	(609)	(418)	(1.729)
Altri oneri straordinari	(22)	(326)	(80)
	(631)	(744)	(1.809)
	(528)	(512)	1.837

Nel 2000 gli oneri straordinari netti ammontano a 512 milioni di euro, con una riduzione di 16 milioni di euro rispetto al 1999 e riguardano essenzialmente: (i) gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (182 milioni di euro) relativi a oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica e Raffinazione e Marketing; (ii) gli oneri per incentivazione esodi (202 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari (326 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'accantonamento prudenziale al fondo rischi di 112 milioni di euro della sanzione pecuniaria inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato all'AgipPetroli SpA per l'asserita violazione dell'art. 2 della legge 287/1990 in merito a presunti accordi orizzontali con altre compagnie petrolifere⁶.

Le plusvalenze su cessioni (86 milioni di euro) riguardano essenzialmente le cessioni di partecipazioni in società africane del settore

⁶ Successivamente alla chiusura del bilancio 2000, con sentenza dell'11 novembre 2001 il TAR del Lazio ha respinto il ricorso dell'AgipPetroli contro la delibera dell'Autorità; la sentenza è stata impugnata di fronte al Consiglio di Stato che, con sentenza del 28 giugno 2001, ha annullato la condanna inflitta (vedi bilancio 2001).

Raffinazione e Marketing (63 milioni di euro), le cessioni di immobili (14 milioni di euro) e la cessione di stazioni di servizio (8 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari (146 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) il provento su partecipazioni (35 milioni di euro) derivante dalla fatturazione da parte della partecipata Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (Tenp) agli utilizzatori del gasdotto di tariffe addizionali riferite a esercizi precedenti a seguito della definizione di un contenzioso fiscale; (ii) l'esito della definizione di contenziosi e transazioni (73 milioni di euro).

Nel 2001 i proventi straordinari netti ammontano a 1.873 milioni di euro con un miglioramento di 2.349 milioni di euro rispetto al 2000 quando furono rilevati oneri straordinari netti di 512 milioni di euro. Le plusvalenze da cessioni di 3.473 milioni di euro riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare le plusvalenze derivanti: (i) dal collocamento del 40,24% del capitale sociale della Snam Rete Gas (2.453 milioni di euro)⁷; (ii) dalla cessione della partecipazione nell'Immobiliare Metanopoli (348 milioni di euro) e di altri beni immobili (403 milioni di euro) nell'ambito della dismissione del patrimonio immobiliare di Gruppo; (iii) dalla cessione del business Poliuretani da parte del settore Petrolchimica (211 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari di 173 milioni di euro riguardano in particolare l'annullamento da parte del Consiglio di Stato della sanzione pecuniaria inflitta nel 2000 all'AgipPetroli SpA dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prudenzialmente rilevata nel bilancio 2000 (112 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 885 milioni di euro riguardano le dismissioni e ristrutturazioni del settore Petrolchimica (616 milioni di euro) e gli oneri per ripristini ambientali nei settori Petrolchimica

⁷ La plusvalenza deriva dalla differenza tra il prezzo di collocamento delle azioni di Snam Rete Gas SpA e la corrispondente quota di patrimonio netto consolidato che non comprende la rivalutazione volontaria dei beni effettuata dalla Snam SpA nell'esercizio 2000 (L. 342/2000) oggetto di eliminazione in applicazione del principio dell'uniformità dei criteri di valutazione (art. 34, D.Lgs. 127/91).

(91 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (77 milioni di euro) e Gas Naturale (44 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi di 237 milioni di euro riguardano in particolare i settori Esplorazione e Produzione (101 milioni di euro), Gas Naturale (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (42 milioni di euro) e Petrolchimica (39 milioni di euro).

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2000 ammonta a 31.815 milioni di euro, con un incremento di 5.799 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999 dovuto principalmente alle acquisizioni. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto è pari a 0,32, invariato rispetto al 31 dicembre 1999.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2001 ammonta a 39.077 milioni di euro, con un incremento di 7.262 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000 dovuto principalmente al completamento dell'acquisizione della Lasmo da parte del settore Esplorazione e Produzione. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto passa da 0,32 al 31 dicembre 2000 a 0,34 al 31 dicembre 2001.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2001 ammonta a 9.888 milioni di euro con un aumento di 2.146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2000 (7.742 milioni di euro a sua volta con un aumento di 1.475 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1999), a seguito delle seguenti variazioni:

	(milioni di euro)	
	2000	2001
Indebitamento finanziario netto iniziale	(6.267)	(7.742)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.583	8.146
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(5.431)	(6.577)
Investimenti in partecipazioni	(3.483)	(3.082)
Dismissioni	277	2.114
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(69)	(88)
Indebitamento finanziario netto società disinvestite e acquisite	(881)	(1.397)
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(353)	(312)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.118)	(950)
Variazione indebitamento finanziario	(1.475)	(2.146)
Indebitamento finanziario netto finale	(7.742)	(9.888)

Nel 2000 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (5.431 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 39 milioni di euro) hanno riguardato per l'80% i settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale e per il 59% le attività all'estero.

Nel 2001 gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (6.577 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 102 milioni di euro) hanno interessato per l'81% i settori Esplorazione e Produzione, Gas Naturale e Generazione Elettrica, e per il 63% le attività all'estero.

Nel 2000 gli investimenti in partecipazioni, compreso l'indebitamento finanziario netto assunto, ammontano a 4.384 milioni di euro e sono relativi in particolare all'acquisto del 28% delle azioni della Lasmo Plc in relazione all'OPA totalitaria lanciata dall'Eni il 21 dicembre 2000 (1.225 milioni di euro), della British-Borneo (1.263 milioni di euro, di cui 847 di indebitamento finanziario netto), del 33,34% della Galp (964 milioni di euro). La Lasmo e la British Borneo sono due società inglesi che operano nella ricerca e produzione di idrocarburi. La British Borneo, con riserve certe di 172 milioni di boe, è entrata nell'area di consolidamento dell'Eni con effetto dall'1.1.2000; la Lasmo, con riserve certe di 739 milioni di boe, è entrata nell'area di consolidamento

dell'Eni con effetto dall'1.1.2001, a seguito del completamento dell'acquisizione nel febbraio dello stesso anno.

Nel 2001 gli investimenti in partecipazioni (4.664 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: il completamento dell'acquisizione della Lasmo per 4.128 milioni di euro (di cui circa 970 relativi all'indebitamento finanziario netto assunto).

Analisi dell'utile operativo per settori

(milioni di €)

	1999	2000	Var. 2000/1999	2001	Var. 2001/2000
Esplorazione e Produzione	2.834	6.603	3.769	5.984	(619)
Gas Naturale	2.580	3.150	570	3.606	456
Generazione Elettrica		28	28	66	38
Raffinazione e Marketing	478	986	508	985	(1)
Petrochimica	(362)	4	366	(332)	(336)
Ingegneria e Servizi	149	144	(5)	255	111
Altre attività	(199)	(143)	56	(168)	(25)
	5.480	10.772	5.292	10.396	(376)

Esplorazione e Produzione

L'Eni opera nel settore attraverso la Divisione Agip, incaricata, insieme alle società controllate, di svolgere tutte le attività di ricerca e produzione idrocarburi.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 6.603 milioni di euro con un aumento di 3.769 milioni di euro, pari al 133%, rispetto al 1999 dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori prezzi in euro del petrolio equity (78,7%) e del gas naturale equity (58%) a seguito dell'andamento favorevole dello scenario energetico e dell'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alla maggiore produzione venduta di idrocarburi all'estero (55 milioni di boe, pari al 21,5%); (iii) alla riduzione dei costi (circa 60 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro, nonché all'incremento di attività. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento degli ammortamenti sia di sviluppo

(437 milioni di euro), per la crescita delle produzioni, sia di ricerca esplorativa (273 milioni di euro); (ii) dalla flessione della produzione venduta di idrocarburi in Italia (20,6 milioni di boe, pari al 14,9%) dovuta alla necessità di ricostituire gli stoccaggi di gas naturale⁸ dopo gli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000 e alla minore produzione; (iii) dall'aumento delle royalties (221 milioni di euro); (iv) dalla circostanza che nell'esercizio precedente venne effettuata una ripresa di valore di asset minerari di 113 milioni di euro.

Nel 2001 l'utile operativo ammonta a 5.984 milioni di euro con una riduzione di 619 milioni di euro, pari al 9,4%, rispetto al 2000 dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo del petrolio di produzione (16%); (ii) alla diminuzione della produzione venduta di petrolio in Italia (3,5 milioni di barili, pari al 12,5%) e all'estero (4 milioni di barili, pari all'1,7%, escluso il contributo della Lasmo); (iii) alle svalutazioni di asset (88 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal contributo della Lasmo (275 milioni di euro); (ii) dalla maggiore produzione venduta di gas naturale in Italia (5,4 milioni di boe, pari al 6,1%) connessa ai maggiori prelievi dagli stoccaggi; (iii) dai maggiori prezzi del gas naturale di produzione (2%); (iv) dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (v) dalla riduzione dei costi (circa 137 milioni di euro) connessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite, alla razionalizzazione degli investimenti di esplorazione e alle azioni gestionali.

Gas Naturale

L'Eni opera nel settore attraverso la Snam SpA⁹ e le sue società controllate.

⁸ Immissioni nette di 4,6 milioni di boe nel 2000 a fronte di prelievi netti di 6,6 milioni di boe nel 1999.

⁹ In esecuzione alla deliberazione approvata dall'Assemblea degli azionisti del 2 giugno 2001, in data 30 gennaio 2002 sono stati stipulati gli atti di fusione nell'Eni SpA della Snam SpA e della Somicem SpA. Al 1° febbraio 2002, data di efficacia della fusione, è diventata operativa la Divisione G & P (Gas and Power) alla quale è affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica in Italia e all'estero.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 3.150 milioni di euro. Escludendo l'impatto della modifica della vita utile dei beni (663 milioni di euro), l'utile operativo diminuisce del 3,6% rispetto al 1999 a seguito essenzialmente: (i) della flessione del margine unitario della distribuzione primaria di gas naturale dovuta in particolare all'accantonamento prudenziale di 273 milioni di euro¹⁰ effettuato a fronte della deliberazione n. 193/1999 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che a partire dal 1° gennaio 2000 ha imposto una riduzione di 23,7 lire/metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo afferente la materia prima; (ii) della modifica del mix di vendita connessa alla maggiore incidenza delle vendite al settore industriale e alle società distributrici di energia elettrica; (iii) della riduzione dei volumi venduti dalla distribuzione secondaria in Italia (0,19 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e agli effetti dell'inflazione nonché all'incremento di attività; (ii) dai maggiori volumi venduti dalla distribuzione primaria (1,01 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%) e dai maggiori volumi trasportati per conto terzi (3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%); (iii) dall'entrata nell'area di consolidamento delle società di distribuzione secondaria Distribuidora de Gas Cuyana SA e Adriaplin Doo.

Nel 2001 l'utile operativo ammonta a 3.606 milioni di euro con un aumento di 456 milioni di euro, pari al 14,5%, rispetto al 2000 dovuto essenzialmente: (i) all'incremento del margine della distribuzione primaria a seguito dell'apprezzamento del dollaro sull'euro e degli effetti, in particolare nella prima metà dell'anno, del favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas naturale rispetto a quelli di approvvigionamento; (ii) alla riduzione dei costi (circa 56 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e alle dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iii) ai maggiori volumi venduti dalla distribuzione secondaria in

¹⁰ L'impatto sull'utile netto ammonta a 163 milioni di euro.

Italia (0,21 miliardi di metri cubi, pari al 2,7%) e all'estero (0,43 miliardi di metri cubi, pari al 12,4%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla variazione del mix di vendita della distribuzione primaria dovuta alla maggiore incidenza dei volumi venduti in Europa per l'Italia; (ii) dalla flessione del margine della distribuzione secondaria a seguito dell'impatto del nuovo regime tariffario definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera del 28 dicembre 2000, n. 237¹¹.

Dopo la valutazione dei dati prettamente finanziari, bisogna prendere in considerazione il processo di liberalizzazione del mercato del gas e i suoi effetti.

Tale processo, - avviato con il decreto-legislativo 25 novembre 1996, n.625 (che ha recepito la direttiva 94/22/CE, liberalizzando le attività di prospezione, ricerca e coltivazione) - è stato portato a termine con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (che ha recepito la direttiva 98/30/CE, liberalizzando le attività di stoccaggio, trasporto, distribuzione e fornitura di gas naturale).

La riforma del settore non si limita a riconoscere un diritto di accesso alla rete per la vendita di gas ad alcune tipologie di consumatori (i cosiddetti clienti idonei), come prevede la direttiva 98/30/CE, ma prevede una radicale riorganizzazione del settore. In particolare la riforma prevede:

1. il superamento dell'impresa integrata che svolge sia l'attività di realizzazione e di gestione delle infrastrutture, sia l'attività di compravendita di gas, imponendo che le attività di trasporto e di stoccaggio siano operate da società che non esercitino attività commerciali. La direttiva 98/30/CE prevedeva a riguardo la semplice separazione contabile delle attività di trasporto e stoccaggio, ma il legislatore italiano ha ritenuto opportuno accentuare la "terzietà" dei gestori delle infrastrutture per garantire la massima trasparenza e simmetria di trattamento alle società che svolgono le attività commerciali;

¹¹ Il 13 giugno 2001, il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha accolto il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas naturale ai clienti del mercato vincolato 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. In considerazione della circostanza che l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia, l'Eni ha utilizzato nella determinazione dei ricavi di vendita criteri coerenti con quelli definiti dall'Autorità.

2. condizioni di accesso stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il legislatore ha quindi optato per la soluzione dell'accesso regolato rispetto a quella, anch'essa prevista dalla Direttiva, della negoziazione tra le parti;
3. la condizione di idoneità, ovvero il diritto a ottenere l'accesso alle infrastrutture, è esteso a tutti i consumatori finali con consumi annui superiori ai 200.000 metri cubi fino al 31 dicembre 2002, data oltre la quale il mercato sarà tutto idoneo;
4. l'imposizione di due limiti "antitrust": uno, relativo all'immissione di gas nella rete nazionale da parte di uno stesso operatore, è pari al 75% nel 2003 e decresce fino al 61% (2009-2010); l'altro relativo alla quota di mercato finale, che non può superare il 50%.

Coerentemente con il nuovo quadro regolatorio, l'Eni ha ridefinito l'assetto organizzativo delle proprie attività in particolare con la costituzione di due società, Snam Rete Gas e Stogit, che si occupano rispettivamente del trasporto in Italia e dello stoccaggio di gas naturale; sebbene il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 non lo prevedesse, l'Eni ha provveduto a collocare sul mercato il 40% delle azioni di Snam Rete Gas, accentuandone in tal modo la "terzietà". Le attività commerciali e di trasporto estero di gas, precedentemente svolte dalla Snam, sono invece svolte dalla Divisione Gas & Power di Eni, appositamente costituita.

L'altra azione attuata dall'Eni per adeguarsi alla nuova normativa è costituita dalla vendita di gas all'estero, sulla base di contratti di lungo termine, ad operatori italiani che importano il gas in Italia; questi operatori importano il gas in Italia e lo distribuiscono in concorrenza con la struttura commerciale della Divisione Gas & Power. In tal modo si è trovata una soluzione che contemperi la necessità di ridurre il grado di concentrazione del mercato italiano, aumentando quindi la concorrenza, e quella di rispettare gli impegni sottoscritti nei confronti dei paesi produttori con i contratti di lungo termine di importazione.

Per quanto riguarda i prezzi del gas naturale, questi depurati del componente fiscale, l'anno scorso erano pari a 5 dollari per milione di btu (unità di misura del gas), e quindi più alti che negli altri paesi europei importatori. Ciò in considerazione del fatto che l'Italia dipende dalle

importazioni per il 79% dei consumi nazionali; per di più la nostra dipendenza dall'estero è destinata a crescere al 90% nel 2010, sia per l'incremento dei consumi, sia per il declino naturale dei giacimenti italiani di gas e per l'impossibilità di mettere in coltivazione nuovi giacimenti, in particolare quelli dell'Adriatico. In ogni caso, anche se la dipendenza è forte per le importazioni, va considerato che il gas costituisce tra quelle fossili una fonte di energia economica, per di più pulita. Inoltre fino a questo momento l'acquisto di gas avveniva prevalentemente attraverso i contratti **take or pay**, che sono contratti a lungo termine stipulati con i paesi produttori di gas, in base ai quali l'azienda importatrice si obbliga per un dato periodo di tempo ad acquistare ogni anno un determinato volume di gas. Questi contratti sono stati la base sulla quale si è costruita la collaborazione tra paesi produttori e consumatori. I medesimi costituiscono una fonte di reddito fondamentale per il paese produttore, e questo è uno dei motivi per cui è lo stesso paese a richiederli. Un altro motivo fondamentale per cui il mercato del gas è regolato dai contratti take or pay è dato dal costo del trasporto del gas, pari a circa dieci volte quello del petrolio sia che venga effettuato via tubo, sia che il gas venga liquefatto e trasportato con la nave. Se viene effettuato via tubo, risulta chiaro che il paese produttore e quello consumatore restano rigidamente collegati.

La situazione è molto diversa per quanto concerne la produzione di petrolio, in cui un produttore può trovare sul mercato qualunque tipo di cliente, mentre nel settore del gas per sviluppare un giacimento bisogna assicurarsi che ci sia la disponibilità di un cliente all'acquisto; ciò è indispensabile per sviluppare i giacimenti e costruire i gasdotti.

Appare infatti difficile intervenire su tali contratti per liberare le capacità di trasporto attraverso i contratti spot, stipulati oggi per domani, al fine di creare una più forte competizione in Italia sulla base dei prezzi. Si potrà avere la liberalizzazione del mercato del gas solo nella misura in cui tutte le imprese che intendono entrare nel mercato italiano del gas naturale possono trasportare, stoccare e vendere gas acquistato all'estero in condizioni di parità. I prezzi finali scenderanno solo se, a fronte della domanda liberalizzata e del libero accesso alle reti di trasporto e agli

stoccaggi, ci sarà un incremento dell'offerta a copertura della crescente domanda di gas naturale garantito da nuovi operatori attraverso il rafforzamento degli approvvigionamenti dall'estero. A tal fine è necessario che la regolazione del settore non si focalizzi – come avvenuto nella prima fase della riforma con l'introduzione di tetti "antitrust" – sulla ripartizione dell'offerta esistente, ma assicuri le condizioni di sviluppo della nuova offerta, rendendo al tempo stesso meno vulnerabile e più concorrenziale il sistema energetico italiano.

Solo in questo modo si potrà ottenere una significativa e stabile riduzione dei prezzi del gas sul mercato finale.

Energia elettrica

L'Eni opera nel settore attraverso l'Enipower SpA.

* Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 28 milioni di euro e riflette l'andamento sfavorevole del margine unitario dell'energia elettrica dovuto ai ritardi temporali nell'adeguamento dei prezzi di vendita al costo crescente dei combustibili.

Nel 2001 l'utile operativo ammonta a 66 milioni di euro con un aumento di 38 milioni di euro, pari al 135,7%, dovuto essenzialmente all'incremento del margine dell'energia elettrica, in particolare nel quarto trimestre, a seguito dell'andamento favorevole dello scenario dei combustibili. All'incremento dell'utile operativo hanno contribuito altresì la maggiore produzione venduta di energia elettrica e di vapore, nonché il margine dell'attività di Trading (operativa dal gennaio 2001).

Raffinazione e Marketing

L'Eni opera nel settore attraverso l'Agip Petroli SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 986 milioni di euro con un aumento di 508 milioni di euro, pari al 106,3%, ed è dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini di raffinazione (il margine del Brent è passato da 1,21 a 3,99 dollari/barile) sostenuti dalla crescita della domanda, dai bassi

livelli di stoccaggio e dall'apprezzamento del dollaro sull'euro; (ii) alle maggiori lavorazioni in conto proprio (630 mila tonnellate, pari all'1,7%) e alle migliori rese di lavorazione; (iii) alla riduzione dei costi (circa 105 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione che ha parzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale; agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 1999 venne rilevata una ripresa di valore delle scorte di petrolio e di prodotti di 119 milioni di euro; (ii) dai maggiori accantonamenti per oneri ambientali (71 milioni di euro); (iii) dalle minori vendite in Italia sui mercati rete (280 mila tonnellate), a seguito della riduzione del numero delle stazioni di servizio per dismissioni e chiusure, ed extrarete (320 mila tonnellate), a seguito della riduzione dei consumi nazionali; (iv) dalla flessione dei margini dell'attività commerciale sul mercato rete in Italia dovuta essenzialmente all'aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi non trasferito interamente sui prezzi di vendita per la forte pressione competitiva.

Nel 2001 l'utile operativo di 985 milioni di euro conseguito dal settore è rimasto sostanzialmente sugli elevati livelli dell'esercizio 2000 a seguito: (i) dell'aumento dei margini commerciali sul mercato rete europeo e del margine del GPL; (ii) dei minori stanziamenti per oneri ambientali (95 milioni di euro); (iii) della riduzione dei costi (circa 100 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni effettuate che ha sostanzialmente compensato l'incremento dovuto alla dinamica salariale, all'inflazione e all'apprezzamento del dollaro sull'euro; (iv) delle minori svalutazioni di impianti (36 milioni di euro); (v) dell'utilizzo della riserva LIFO connessa alla riduzione delle scorte (36 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati assorbiti dalla flessione del risultato dell'attività di raffinazione, dovuta all'andamento dello scenario meno favorevole di quello eccezionalmente positivo del 2000; i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini delle raffinerie posizionate sul continente (in relazione al miglioramento dei differenziali Cif/Fob), dalle migliori rese di produzione, connesse anche alla maggiore redditività del pool di greggi approvvigionato, nonché dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Petrolchimica

L'Eni opera nel settore attraverso l'Enichem SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 4 milioni di euro a fronte della perdita di 362 milioni di euro registrata nel 1999. Il miglioramento di 366 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori margini unitari dei prodotti (27%); (ii) alle minori svalutazioni di impianti (un milione di euro a fronte di 49 milioni di euro nel 1999); (iii) all'impatto positivo (80 milioni di euro) sulla valutazione delle rimanenze, effettuata al costo medio, della lievitazione dei costi di acquisto verificatasi nell'esercizio (6 nel 1999); (iv) alla riduzione dei costi (circa 30 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate che ha sostanzialmente assorbito l'incremento dovuto alla dinamica salariale, agli effetti dell'inflazione e all'apprezzamento del dollaro e della sterlina nei confronti dell'euro; (v) ai minori accantonamenti per oneri ambientali (26 milioni di euro) relativi agli impianti in esercizio.

Nel 2001 il settore ha registrato la perdita operativa di 332 milioni di euro a fronte dell'utile operativo di 4 milioni di euro conseguito nel 2000. Il peggioramento di 336 milioni di euro è dovuto: (i) agli effetti della flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (100 milioni di euro; nel 2000 l'impatto era stato positivo di 80 milioni di euro); (ii) alla riduzione dei margini dei prodotti (in media del 14%) a seguito della flessione dei prezzi di vendita solo parzialmente compensata dal calo del costo in euro delle materie prime petrolifere; (iii) alla flessione del 6,8% dei volumi di vendita connessa al calo generalizzato della domanda, alle minori disponibilità da produzione, nonché alla cessione del business Poliuretani. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi (circa 92 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione, e dai minori oneri ambientali di carattere ricorrente.

La situazione del settore petrolchimico soffre di una congiuntura gravemente depressa: i margini unitari sul cracker sono ai livelli più bassi dal 1989. Inoltre la chimica di base, come quella prodotta dall'Enichem, è legata all'andamento del PIL, che, ultimamente, ha leggermente rallentato la sua crescita. L'aumento del costo del greggio ha portato L'Enichem, come precedentemente indicato, a registrare un risultato operativo negativo di 332 milioni di euro nel 2001, a fronte di 4 milioni di euro di utile nel 2000. Tenuto conto della Polimeri Europa (oggi interamente di proprietà dell'ENI), la perdita operativa della Petrolchimica viene ad ammontare a 415 milioni di euro, a fronte dell'utile operativo, conseguito dall'ENI, di oltre 10 miliardi di euro. Quindi si tratta di una flessione di carattere rilevante. Inoltre, per effetto della globalizzazione, i paesi produttori di materie prime, petrolio e soprattutto gas, intervengono nelle prime produzioni che seguono immediatamente l'utilizzazione delle materia prima; questo comporta un fortissimo incremento della scala degli impianti e, naturalmente, costi molto più bassi. L'Eni da tempo ha manifestato la volontà di concentrare la propria attività nel settore energetico. Questo proposito va considerato anche tenendo conto che il settore della petrolchimica risulta caratterizzato da un processo di razionalizzazione e di concentrazioni, che vedrà nell'arco di 10 anni la presenza di pochissimi operatori a livello globale.

Ingegneria e Servizi

L'Eni opera nel settore attraverso la Saipem SpA e le sue società controllate e la Snamprogetti SpA e le sue società controllate.

Nel 2000 l'utile operativo ammonta a 144 milioni di euro (di cui 141 riferiti all'attività costruzioni e perforazioni) con una diminuzione di 5 milioni di euro, pari al 3,4%. Nell'attività ingegneria l'utile operativo diminuisce di 38 milioni di euro a seguito della minore attività svolta e della minore redditività delle commesse dovute alla contingente situazione di mercato caratterizzata dalla riduzione della domanda e da una forte competizione. Nell'attività costruzioni e perforazioni l'utile operativo aumenta di 33 milioni di euro a seguito essenzialmente del positivo andamento delle aree Perforazioni; in particolare

dell'area Perforazioni mare per la ripresa degli investimenti da parte delle società petrolifere nel secondo semestre dell'esercizio e per l'entrata in operatività di due nuovi mezzi navali. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile operativo nelle Costruzioni mare dovuta essenzialmente alla contrazione dell'attività registrata nel primo semestre dell'esercizio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal contributo del progetto Blue Stream.

Nel 2001 il settore ha conseguito l'utile operativo di 255 milioni di euro con un aumento di 111 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 77,1%. L'attività costruzioni e perforazioni ha conseguito l'utile operativo di 256 milioni di euro con un aumento di 115 milioni di euro, pari all'81,6%, dovuto al contributo della commessa Blue Stream, al maggior utilizzo dei mezzi navali di perforazione Scarabeo 7 e Saipem 10000, alla ripresa della domanda e alla maggiore redditività delle commesse nell'area Costruzioni terra, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti connessi all'entrata in esercizio di nuovi mezzi e di investimenti finalizzati ai progetti in corso. L'attività ingegneria ha registrato il pareggio operativo a fronte dell'utile di 3 milioni di euro conseguito nel 2000. La flessione è dovuta essenzialmente allo stanziamento prudenziale effettuato a fronte di possibili rischi su progetti in fase conclusiva nell'area Chimica e fertilizzanti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di proventi assicurativi per risarcimento danni, dal miglioramento delle aree Field upstream facilities and pipelines ed energia e dal contributo della commessa per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il risultato derivante dalla realizzazione di progetti eseguiti in joint venture (22 milioni di euro nel 2001 e 16 nel 2000) è classificato nella gestione partecipazioni.

Altre attività

Nelle altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi (amministrazione, servizi tecnici e IT), dell'EniTecnologie SpA, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. Nel 2000 la perdita operativa ammonta a 143 milioni di euro, con una riduzione di 56 milioni di euro rispetto al 1999 dovuta prevalentemente ai maggiori margini dell'attività assicurativa. Nel 2001 la perdita operativa ammonta a 168 milioni di euro.