

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro, ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 31 dicembre 2003 (euro vs. USD +20% rispetto al 31 dicembre 2002) una riduzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 3,3 miliardi di euro, del patrimonio netto di circa 1,9 miliardi di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 1,4 miliardi di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2003 ammonta a 41.861 milioni di euro con un incremento di 2.369 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici e in partecipazioni effettuati e dell'attribuzione al capitale immobilizzato della differenza (1.810 milioni di euro, di cui 58 milioni di euro riferiti agli acquisti effettuati nel 2002) tra il costo pagato delle azioni Italgas oggetto di OPA e il valore del patrimonio netto contabile sottostante. Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, nonché dai rimborsi dei finanziamenti strumentali all'attività operativa (919 milioni di euro) da parte di Transitgas AG (quota Eni 46%) ed EnBW (quota Eni 50%), società valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 90,9% (88,4% al 31 dicembre 2002). Il leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,39 al 31 dicembre 2002 allo 0,48 al 31 dicembre 2003.

Le immobilizzazioni materiali (36.360 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (55,9%), Gas & Power (26,1%) e Refining & Marketing (8,7%). Il fondo ammortamento e svalutazioni (40.378 milioni di euro) rappresenta il 52,6% delle immobilizzazioni materiali lorde (54,1% al 31 dicembre 2002).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.160 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPSSA (602 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas (416 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (168 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (131 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (125 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (94 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (92 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (82 milioni di euro) e il 49% della Superoctanos CA (80 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (983 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie del Gruppo nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (720 milioni di euro) ed Exploration & Production (184 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (28.318 milioni di euro) è sostanzialmente in linea con il 31 dicembre 2002. L'incremento derivante dall'utile prima degli interessi di terzi azionisti (6.154 milioni di euro) è stato interamente assorbito: (i) dal pagamento dei dividendi (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA); (ii) dalle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1,9 miliardi di euro); (iii) dall'impatto dell'OPA eseguita sulle azioni Italgas (816 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

	(milioni di €)	
	31.12.2002	31.12.2003
Rimanenze	3.200	3.293
Crediti commerciali	9.090	9.772
Debiti commerciali	(5.579)	(5.950)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.978)	(2.532)
Fondi per rischi e oneri	(5.522)	(5.708)
Altre attività (passività) di esercizio ⁽¹⁾	1.585	446
	(204)	(679)

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 447 milioni di euro (1.237 al 31 dicembre 2002) e titoli a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici di 483 milioni di euro (489 al 31 dicembre 2002).

I crediti commerciali aumentano di 682 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) delle maggiori vendite di gas naturale e di prodotti petroliferi, nonché della circostanza che i termini di pagamento di alcune fatture di fornitura di gas naturale di importo rilevante (circa 230 milioni di euro) sono venuti a scadere nei primi giorni del 2004; (ii) dei maggiori livelli di attività del settore Ingegneria e Costruzioni.

I debiti tributari e il fondo imposte netto diminuiscono di 446 milioni di euro a seguito: (i) dell'effetto netto di 414 milioni di euro connesso all'utilizzo del fondo imposte differite di 826 milioni di euro e all'iscrizione del debito per l'imposta sostitutiva dovuta di 412 milioni di euro connesso alla rivalutazione dei beni, prevista dalla legge finanziaria 2004; (ii) dell'iscrizione del credito per imposte anticipate (441 milioni di euro) al netto del debito per l'imposta sostitutiva dovuta (154 milioni di euro) a seguito dell'applicazione della legge n. 448/2001 da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (v. commento alla voce "Imposte sul reddito") e dall'effetto della conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (470 milioni di euro). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dei debiti per imposte sul reddito e del fondo imposte netto (725 milioni di euro) dovuto in particolare alla rilevazione delle imposte differite sulla parte della differenza tra il costo delle azioni Italgas e il patrimonio netto contabile attribuito alle immobilizzazioni materiali (207 milioni di euro) e all'effetto dell'acquisto della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (145 milioni di euro).

I fondi per rischi e oneri (5.708 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 2.040 milioni di euro (1.980 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo rischi ambientali di 1.657 milioni di euro (1.608 milioni al 31 dicembre 2002), la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 599 milioni di euro (593 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 214 milioni di euro (304 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo rischi per contenziosi di 181 milioni di euro (211 milioni al 31 dicembre 2002), il fondo di trattamento di quiescenza e obblighi simili di 175 milioni di euro (128 milioni al 31 dicembre 2002) e il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 121 milioni di euro (106 milioni al 31 dicembre 2002).

Le altre attività di esercizio (446 milioni di euro) diminuiscono di 1.139 milioni di euro a seguito essenzialmente dei rimborsi di finanziamenti strumentali all'attività operativa da parte di società valutate con il metodo del patrimonio netto.

 Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2003 ammonta a 13.543 milioni di euro con un aumento di 2.402 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2002.

	(milioni di €)	
	31.12.2002	31.12.2003
Debiti finanziari e obbligazioni	15.420	16.254
Disponibilità liquide	(1.791)	(1.580)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.020)	(794)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.465)	(272)
Altro	(3)	(65)
	11.141	13.543

I debiti finanziari e le obbligazioni ammontano a 16.254 milioni di euro, di cui 7.918 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 490 milioni di euro) e 8.336 a lungo termine. In particolare le obbligazioni ammontano a 4.793 milioni di euro (3.518 milioni di euro al 31 dicembre 2002).

L'indebitamento finanziario lordo di 16.254 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 60%; dollaro USA 32%; sterlina inglese 4%; altre valute 4%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

	(milioni di €)		
	2001	2002	2003
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	8.220	5.222	6.154
<i>a rettifica:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.841	5.682	5.493
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(170)	(152)	(35)
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	2.164	3.305	3.268
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	15.055	14.057	14.880
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(206)	(510)	(465)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(6.765)	(2.969)	(3.588)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	8.084	10.578	10.827
Investimenti tecnici	(6.606)	(8.048)	(8.802)
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(3.082)	(1.315)	(985)
Dismissioni	2.114	935	650
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(40)	(319)	1.110
Free cash flow	470	1.831	2.800
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	994	(1.171)	1.400
Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	(490)	3.736	1.629
Flusso di cassa del capitale proprio	(950)	(3.846)	(5.933)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	38	(64)	(107)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	62	486	(211)
Free cash flow	470	1.831	2.800
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(1.582)	(51)	(692)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	185	39	1
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(312)	990	1.422
Flusso di cassa del capitale proprio	(950)	(3.846)	(5.933)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.189)	(1.037)	(2.402)

Il rilevante fabbisogno connesso agli investimenti tecnici e in partecipazioni (13.057 milioni di euro, incluso il debito acquisito di 692 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2002 (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA) e all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro) è stato in larga parte coperto dal flusso di cassa generato dalla gestione (10.827 milioni di euro) e dagli incassi da dismissione (650 milioni di euro).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

	(milioni di €)		
	2001	2002	2003
Exploration & Production	4.276	5.615	5.681
Gas & Power	1.065	1.315	1.760
Refining & Marketing	496	550	730
Petrolchimica	390	145	141
Ingegneria e Costruzioni	304	233	278
Altre attività	75	119	71
Corporate e società finanziarie		71	141
Investimenti tecnici ⁽¹⁾	6.606	8.048	8.802
Investimenti in partecipazioni	4.664	1.366	4.255
	11.270	9.414	13.057

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 190, 164 e 186 milioni di euro, rispettivamente nell'esercizio 2001, nel 2002 e nel 2003.

Gli investimenti tecnici e in partecipazioni ammontano a 13.057 milioni di euro (+38,7% rispetto al 2002). Gli investimenti tecnici (8.802 milioni di euro, di cui il 93% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato in particolare: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (5.016 milioni di euro) in Libia, Iran, Angola, Nigeria, Italia, Egitto, Kazakistan; (ii) la ricerca esplorativa (635 milioni di euro); (iii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale in Italia (726 milioni di euro); (iv) la costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (542 milioni di euro); (v) la realizzazione del gasdotto Greenstream (460 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto da giacimenti libici; (vi) gli interventi di miglioramento delle strutture di raffineria e di potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e all'estero, nonché l'acquisto di stazioni di servizio in Europa (complessivamente 730 milioni di euro). Gli investimenti in partecipazioni (4.255 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente l'OPA eseguita sulle azioni Italgas (2.569 milioni di euro), l'acquisto del 100% della Fortum Petroleum (909 milioni di euro), l'acquisto del 50% della Unión Fenosa Gas (442 milioni di euro) e l'acquisto delle quote di maggioranza del capitale di società operanti nella distribuzione di gas naturale in Ungheria (68 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.340 milioni di euro, escluso l'esborso connesso all'OPA Italgas di 2.569 milioni di euro e l'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società consolidate di 24 milioni di euro) riguarda il pagamento del dividendo di 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, l'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro), il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (126 milioni di euro), della Saipem SpA (36 milioni di euro) e di altre società consolidate (16 milioni di euro).

Gli incassi da dismissione (650 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) il settore Refining & Marketing (293 milioni di euro), relativi alle stazioni di servizio in Italia (216 milioni di euro), nonché a terreni e ad altri asset (77 milioni di euro); (ii) il settore Exploration & Production (140 milioni di euro), riferiti in particolare alle quote di partecipazione di giacimenti di idrocarburi nel Mare del Nord nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario; (iii) l'aggregato Altre attività (95 milioni di euro), riferiti in particolare alla vendita delle partecipazioni del 20% nella Inca International SpA e del 50% nella Epoxital (complessivamente 44 milioni di euro), alla liquidazione della Conserv Inc (25 milioni di euro) e alla cessione di terreni e altri asset (26 milioni di euro); (iv) il settore Gas & Power (86 milioni di euro), relativi alla vendita dell'attività di trasporto marittimo (52 milioni di euro), nonché di immobili e altri asset (34 milioni di euro).

altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa del bilancio consolidato (nota n. 23).

Acquisto di azioni proprie e piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Informazioni in ordine all'acquisto di azioni proprie e ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono fornite nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

Introduzione dei principi contabili internazionali

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali.

Al fine di adempiere alle disposizioni del Regolamento, a partire dal luglio 2002 l'Eni ha avviato il programma di implementazione degli IAS attraverso la formazione di gruppi di lavoro per tematica di bilancio – costituiti da personale dell'Eni SpA e delle società del Gruppo – con il compito di definire la proposta di revisione delle Norme di Gruppo, evidenziare le differenze con i criteri attualmente definiti ai fini Italian GAAP e U.S. GAAP e fornire un supporto all'analisi delle implicazioni sui sistemi informativi derivanti dall'adozione dei principi internazionali. Nell'analisi sono state considerate sia le disposizioni dei principi internazionali in vigore sia le principali modifiche presenti nelle proposte di revisione degli IAS.

In dicembre è stata definita la proposta di revisione delle Norme di Gruppo relativa alle tematiche di bilancio considerate maggiormente significative; la proposta è attualmente in fase di ulteriore rivisitazione per tener conto delle recenti pronunce dello IASB.

All'interno di ogni Società caposettore/Divisione sono stati individuati referenti con il compito di cogliere gli impatti sulle diverse realtà operative, di individuare le modifiche da apportare sia ai processi sia ai sistemi informativi e di condividere le soluzioni individuate all'interno del Gruppo. È previsto inoltre l'avvio di una attività di formazione volta a evidenziare le novità derivanti dall'applicazione dei principi internazionali, le problematiche operative e a mettere a fattor comune le soluzioni individuate.

L'introduzione dei nuovi principi è agevolata dall'esperienza maturata dal Gruppo nell'applicazione dei principi contabili statunitensi (U.S. GAAP), cui l'Eni è soggetta perché le sue azioni sono quotate presso la Borsa di New York (NYSE).

Rispetto ai criteri attualmente adottati, aspetti innovativi sono ravvisabili: (i) nella determinazione degli stanziamenti ai fondi rischi e spese future, con l'attualizzazione degli oneri che si prevede di sostenere quando l'effetto finanziario del tempo è significativo; (ii) nell'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione del trattamento di fine rapporto; (iii) nell'eliminazione del criterio Lifo per la valutazione delle rimanenze; (iv) nella disposizione (bozza di principio contabile "*Business combination*") secondo cui l'avviamento, analogamente agli U.S. GAAP, non è oggetto di ammortamento e la sua recuperabilità è verificata, almeno annualmente, a livello del più piccolo aggregato di beni cui è riferito il ritorno dell'investimento, confrontando il valore di iscrizione e il relativo valore di mercato; (v) nell'adozione del fair value nella valutazione delle partecipazioni in imprese non controllate né collegate.

Con specifico riferimento alle attività minerarie, non si ravvisano elementi di discontinuità rispetto ai criteri attualmente adottati perché gli IAS in vigore non ne disciplinano i criteri di rilevazione e di valutazione. Nel gennaio 2004 lo IASB ha emesso la bozza di principio contabile "*Exploration for and evaluation of mineral resources*" che consente di mantenere i criteri di rilevazione e di valutazione delle spese esplorative (es. studi geologici e geofisici, acquisizioni di permessi esplorativi, pozzi esplorativi, etc.) precedentemente adottati, inclusa la loro rilevazione come attività (cd. *Exploration and evaluation assets*).

Con riferimento agli strumenti finanziari sussistono significative incertezze in merito ai criteri di rilevazione e di valutazione che saranno applicabili a partire dall'esercizio 2005. In particolare, la Commissione Europea, nel Regolamento 1725 del 29 settembre 2003, non ha adottato lo IAS 32 "*Financial Instruments: Disclosure and Presentation*", lo IAS 39 "*Financial Instruments: Recognition and Measurement*" e le relative interpretazioni; le versioni aggiornate dei principi in esame, emesse nel dicembre 2003 da parte dello IASB, sono in fase di ulteriore rivisitazione.

Alla data di transizione ai nuovi principi, che corrisponde all'inizio del primo periodo posto a confronto (nel caso dell'Eni il 1° gennaio 2004), è redatta una situazione patrimoniale che: (i) rileva tutte e solo le attività e le passività considerate tali in base ai nuovi principi; (ii) classifica e valuta le attività e le passività per i valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine. L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e delle passività ai nuovi principi è rilevato a patrimonio netto.

L'adozione retroattiva degli IAS è soggetta a esenzioni quando determina costi superiori ai benefici informativi prodotti, ovvero a divieti, quando necessita di elevati gradi di discrezionalità nella valutazione; i casi di esenzione e di divieto sono espressamente indicati dalla norma che ne definisce il trattamento da applicare.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni relative al 2004 delle principali variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni sono le seguenti:

- la domanda mondiale di petrolio è prevista in crescita di oltre l'1% rispetto al 2003 a seguito della ripresa dell'attività economica mondiale trainata dagli Stati Uniti, dalla Cina e dal Giappone. La previsione dell'Eni sul prezzo del petrolio nel 2004 indica un

valore medio del Brent inferiore a quello registrato nel 2003 (28,84 dollari) che riflette il quadro congiunturale in atto e il sostegno dei prezzi attuato dall'OPEC che nel meeting di febbraio ha deciso una riduzione della produzione di un milione di barili/giorno a partire da aprile in relazione al calo stagionale della domanda;

- nel 2004 l'euro è previsto rafforzarsi ulteriormente nei confronti del dollaro a seguito del processo di aggiustamento del disavanzo corrente dell'economia statunitense, i cui effetti sono in parte attenuati dal differenziale di crescita delle due aree; la previsione dell'Eni indica un tasso di cambio medio annuo nell'intorno di 1,25 dollari per euro che rappresenta un incremento di circa il 10% rispetto alla media del 2003 (1,131);
- la domanda di gas naturale in Italia, in ipotesi di temperature normali, è prevista sugli stessi livelli del 2003 (circa 77 miliardi di metri cubi);
- i margini di raffinazione nell'area europea sono previsti su valori medi, in linea con il livello registrato nella seconda metà del 2003. La dinamica dei margini sarà sostenuta dalla crescita attesa della domanda di benzine negli USA e di distillati medi nell'area asiatica.

Le previsioni in ordine all'andamento nel 2004 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- produzione giornaliera di idrocarburi al netto dell'effetto delle azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari: in aumento (1,56 milioni di boe/giorno nel 2003), in linea con il tasso medio di incremento annuo previsto nel periodo 2003-2007 (circa il 5%). L'aumento nel 2004 sarà realizzato all'estero grazie alla crescita produttiva/avvi nelle aree di consolidata presenza (Kazakhstan, Nigeria, Angola, Algeria e Libia) e in quelle di più recente acquisizione/presenza (Venezuela, Australia, Pakistan e Iran);
- volumi di gas naturale venduti dalla distribuzione primaria in Italia e nel resto d'Europa (compresi i volumi di gas per autoconsumi Eni): in aumento di circa il 2% (71,46 miliardi di metri cubi nel 2003); volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia: in aumento di circa il 6% (24,63 miliardi di metri cubi nel 2003) a seguito dell'evoluzione attesa della domanda di gas e dell'entrata a regime nel 2003 dei contratti di fornitura a operatori del settore;
- produzione venduta di energia elettrica: in aumento del 100% (5,55 terawattora nel 2003) a seguito dell'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione (1,4 gigawatt) presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna (1,9 gigawatt nel 2003);
- lavorazioni in conto proprio in Italia: in aumento di circa il 4% (31,80 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo degli impianti;
- vendite di prodotti petroliferi sulla rete in Italia e nel resto d'Europa: in aumento di circa il 5% (14,01 milioni di tonnellate nel 2003); l'erogato medio è previsto in aumento sia in Italia (1.813 mila litri nel 2003) sia nel resto d'Europa (2.378 mila litri nel 2003).

Nel 2004 sono previsti investimenti tecnici di circa 8 miliardi di euro; circa il 92% degli investimenti riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali progetti di investimento sono: (i) nel settore Exploration & Production lo sviluppo dei giacimenti in Libia, nel Blocco 15 (quota Eni 20%) dell'offshore angolano, in Kazakhstan (Kashagan e Karachaganak) e in Iran, nonché la ricerca esplorativa; (ii) nel settore Gas & Power il potenziamento e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale, nonché la prosecuzione del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing la realizzazione del gassificatore del tar presso la raffineria di Sannazzaro, nonché il mantenimento e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti.

glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo www.eni.it

Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano"

quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning): contratto tipico del settore delle costruzioni offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio ("global or main contractor", normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritti

to determina una situazione momentanea di Over/Under lifting.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili 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.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

relazione del collegio sindacale all'assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 d.lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2003 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, riferiamo quanto segue:

- a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;
- b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'art. 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le operazioni deliberate e poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, tramite raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e incontri con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti e a tal riguardo non abbiamo osservazioni da sottoporre alla Vostra attenzione;
- d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame dei documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione. Nel corso dell'esercizio abbiamo partecipato ai lavori del Comitato per il Controllo interno e, quando gli argomenti trattati lo richiedevano, abbiamo tenuto riunioni congiunte con lo stesso Comitato. L'attività svolta ci consente di condividere il giudizio espresso dal Comitato in merito alla mancata individuazione di anomalie tali da essere considerate indicatori di carenza nel sistema di controllo interno;
- e) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e 61/2002 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati contro la Pubblica Amministrazione e sui reati societari ed abbiamo preso atto che il Consiglio di Amministrazione ha approvato il modello predisposto dalle strutture interne ed ha istituito "l'Organismo di Vigilanza". Per quanto concerne l'adeguamento al Sarbanes-Oxley Act, il Collegio dà atto che l'Eni ha avviato il progetto "Verifica e adeguamento del Sistema di Controllo Interno al Sarbanes-Oxley Act del 2002" creando un Gruppo di progetto che operando a partire dalla Società estenderà progressivamente la validità all'intero Gruppo;
- f) abbiamo tenuto riunioni con gli esponenti della società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, e non sono emersi dati e informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati;
- g) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella nota integrativa ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate, delle modalità di determinazione e dell'ammontare dei corrispettivi ad essi afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;
- h) in ottemperanza alla comunicazione Consob DEM/2064231 del 30 settembre 2002 concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, dichiariamo di non aver posto in essere né direttamente né per il tramite dei soggetti di cui alle lettere e) e f) della citata comunicazione Consob operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. 58/1998 e diamo atto che analoga dichiarazione è stata rilasciata dai componenti il Consiglio di Amministrazione e Direttori Generali dell'Eni. Un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2003, analogamente a quanto verificatosi nel precedente esercizio, un familiare di cui alla lettera e) della citata comunicazione Consob, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una holding controllante un gruppo di società, ha posto in essere operazioni commerciali e svolto prestazioni di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo per complessivi 29 milioni di euro. Dall'esame della contabilità si

evincesse che le prestazioni rese all'Eni SpA, valorizzate alle normali condizioni di mercato, sono ammontate a circa 5 milioni di euro;

- i) la società di revisione ha rilasciato, in data 26 aprile 2004, la propria relazione dalla quale risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni al 31 dicembre 2003 sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico";
- j) in data 11 dicembre 2003 è pervenuta una denuncia ai sensi dell'art. 2408 c.c., da parte di due azionisti che hanno segnalato che "nel corso dei lavori dell'Assemblea degli azionisti Eni del 30 maggio u.s. è stato applicato un regolamento di assemblea che non è in linea con quanto indicato dallo schema di regolamento di Assemblea previsto dalla circolare Assonime n. 63/2000". Tale disallineamento avrebbe comportato, a giudizio dei denunciatori, "la lesione del diritto di discussione" e la "sterilizzazione" della stessa. Il Collegio ha preso visione del testo dattiloscritto dell'intervento dei due azionisti in Assemblea dalla cui lettura si evince che, in realtà, il tempo riconosciuto ai due azionisti è stato più lungo di quello che in apertura dei lavori, il Presidente dell'Assemblea ha comunicato al solo fine di esortare al contenimento della durata e non come limitazione del diritto dei singoli ad intervenire; la registrazione stenografica, peraltro, non segnala alcuna interruzione da parte del Presidente dell'Assemblea. Il Collegio ritiene quindi infondata la denuncia;
- k) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;
- l) la società di revisione PricewaterhouseCoopers incaricata della revisione dall'Assemblea del 30 maggio 2001, nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato, della revisione limitata della relazione semestrale e delle verifiche nel corso dell'esercizio), ha ricevuto l'incarico per il rilascio della comfort letter per il programma di Euro Medium Term Notes (36 mila euro); per la verifica della corretta elaborazione dei conti annuali secondo i criteri dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (21 mila euro); per la revisione delle tariffe applicate ai partner in Joint Venture (15 mila euro) e, infine, per lo svolgimento delle attività connesse alla certificazione costi del pozzo "Annamaria II" (15 mila euro). Complessivamente sono stati conferiti incarichi aggiuntivi per 87 mila euro;
- m) a saldo di incarichi conferiti nel 2002 per consulenza fiscale su specifiche problematiche in paesi esteri sono stati corrisposti compensi per 101 mila euro a società dello stesso network;
- n) sono stati rilasciati, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 2 comma, del codice civile; non si sono verificati i presupposti per il rilascio, da parte della società di revisione, dei pareri di cui all'art. 158 del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58;
- o) l'attività di vigilanza sopra descritta è stata svolta in 16 riunioni del Collegio, assistendo alle 19 riunioni del Consiglio di Amministrazione e partecipando alle 11 riunioni dell'Audit Committee. Il Compensation Committee si è riunito complessivamente 3 volte nel corso dell'esercizio.

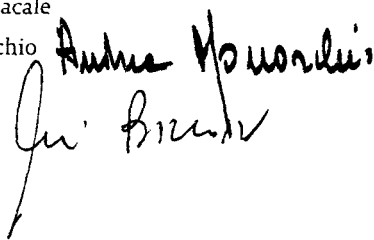
Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2003 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 28 aprile 2004

Il Collegio Sindacale

Andrea Monorchio

Luigi Biscozzi



Paolo Andrea Colombo

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

