

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Principali dati economici e finanziari

(milioni di euro)

	2000	2001	2002	2003	2004
Ricavi	47.938	49.272	47.922	51.487	58.382
Utile operativo	10.772	10.313	8.502	9.517	12.463
Utile netto	5.771	7.751	4.593	5.585	7.274
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.583	8.084	10.578	10.827	12.362
Investimenti tecnici	5.431	6.606	8.048	8.802	7.503
Investimenti in partecipazioni	4.384	4.664	1.366	4.255	316
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	24.073	29.189	28.351	28.318	32.466
Indebitamento finanziario netto	7.742	10.104	11.141	13.543	10.228
Capitale Investito Netto	31.815	39.293	39.492	41.861	42.694
Utile netto per azione (euro per azione)	1,44	1,98	1,20	1,48	1,93
Dividendo (euro per azione)	0,424	0,75	0,75	0,75	0,90
Dividendi pagati ⁽¹⁾	1.664	2.876	2.833	2.828	3.388
Pay-out (%)	29	37	62	51	47
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	21,5	23,9	13,7	15,6	18,8
Leverage	0,32	0,35	0,39	0,48	0,31
Numero azioni in circolazione a fine periodo ⁽²⁾ (milioni)	3.956,7	3.846,9	3.795,1	3.772,3	3.770,0
Capitalizzazione di borsa ⁽³⁾ (miliardi di euro)	54,0	54,0	57,5	56,4	69,4

(1) Per esercizio di competenza; l'importo 2004 è stimato.

(2) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(3) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Informazioni previsionali

Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui l'Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi effettivi potrebbero risultare significativamente diversi rispetto a quelli enunciati in dette dichiarazioni previsionali a causa di rischi noti e ignoti e di incertezze.

Principali indicatori di mercato

	2000	2001	2002	2003	2004
Prezzo medio del greggio Brent dated ⁽¹⁾	28,39	24,46	24,98	28,84	38,22
Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	0,924	0,896	0,946	1,131	1,244
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	30,73	27,30	26,41	25,50	30,72
Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	3,99	1,97	0,80	2,65	4,02
Margini europei medi di raffinazione in euro	4,32	2,20	0,85	2,34	3,23
Euribor - euro a tre mesi (%)	4,4	4,3	3,3	2,3	2,1

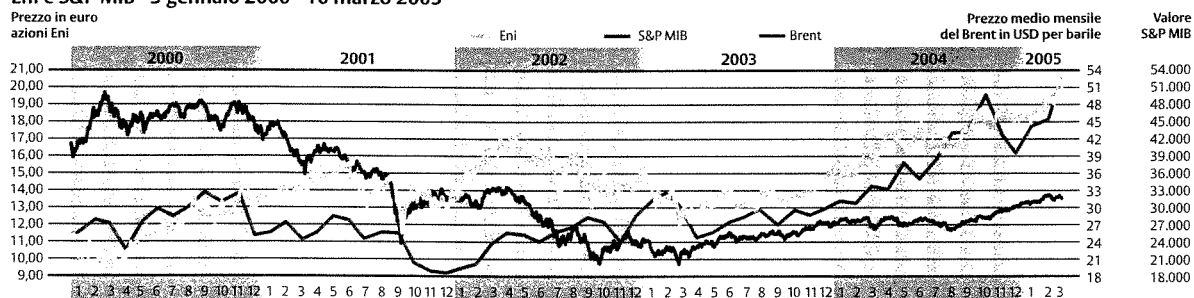
(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(2) Fonte: BCE.

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

Principali dati operativi

		2000	2001	2002	2003	2004
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.008	6.929	7.030	7.272	7.218
Vita utile residua riserve	(anni)	14,0	13,7	13,2	12,7	12,1
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.187	1.369	1.472	1.562	1.624
Gas & Power						
Vendite di gas naturale a terzi	(miliardi di metri cubi)	62,63	63,72	64,12	69,49	73,43
Autoconsumo di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2,00	2,00	2,02	1,90	3,70
		64,63	65,72	66,14	71,39	77,13
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni)	(miliardi di metri cubi)	0,82	1,38	2,40	6,94	7,32
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	65,45	67,10	68,54	78,33	84,45
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	9,45	11,41	19,11	24,63	28,26
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	4,77	4,99	5,00	5,55	13,85
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	38,89	37,78	35,55	33,52	35,75
Capacità standard delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	664	504	504	504
Utilizzo della capacità standard delle raffinerie di proprietà	(%)	99	97	99	100	100
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	53,46	53,24	52,24	50,43	53,54
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	12.085	11.707	10.762	10.647	9.140
Erogato medio per stazione di servizio	(migliaia di litri/anno)	1.555	1.621	1.674	1.771	1.967
Petrochimica						
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.532	9.609	7.116	6.907	7.118
Vendite	(migliaia di tonnellate)	5.616	6.113	5.493	5.266	5.299
Ingegneria e Costruzioni						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	4.726	3.716	7.852	5.876	5.784
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	6.638	6.937	10.065	9.405	8.521
Dipendenti a fine periodo	(numero)	69.969	72.405	80.655	76.521	71.497

Eni e S&P MIB - 3 gennaio 2000 - 10 marzo 2005

lettera agli azionisti Signori Azionisti, la Vostra Società ha realizzato nel 2004 il migliore risultato operativo della sua storia, confermando la propria posizione nel novero delle *major* più redditizie dell'industria petrolifera. La *performance* realizzata premia l'impegno profuso nella crescita, la rigorosa disciplina finanziaria, la sana politica gestionale e il proficuo lavoro di squadra.

Il bilancio consolidato dell'Eni dell'esercizio 2004 chiude con l'utile netto di 7,3 miliardi di euro, superiore di 1,7 miliardi di euro rispetto al 2003 (+30,2%), essenzialmente per il miglioramento della *performance* operativa (+2,9 miliardi di euro), in particolare nel *core business* del petrolio. L'utile operativo conseguito (12,5 miliardi di euro) è superiore di 1,7 miliardi di euro al record precedente ottenuto nel 2000. Alla positiva *performance* ha concorso anche la petrolchimica tornata in utile dopo anni di perdita.

Il *leverage* passa dallo 0,48 al 31 dicembre 2003 allo 0,31 al 31 dicembre 2004.

La congiuntura macro-economica ha contribuito al miglioramento dei risultati. Il prezzo medio del Brent nel 2004 è stato di 38,2 dollari/barile (+32,5% rispetto al 2003). Gli effetti dell'andamento del prezzo del greggio sono stati parzialmente assorbiti dall'indebolimento del dollaro (-10%); infatti, il prezzo medio del Brent espresso in euro ha avuto un aumento più contenuto (20,5%); ne consegue una penalizzazione delle compagnie europee nel raffronto con i risultati conseguiti dalle compagnie dell'area del dollaro.

I risultati conseguiti consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,90 euro per azione con un aumento di 0,15 euro rispetto al 2003 (+20%). Il *pay-out* si colloca a circa il 47% (51% nel 2003). A partire dal 2005, la Società distribuirà il dividendo su base semestrale.

Nel 2004 il rendimento totale per l'azionista¹ è stato del 28,5% (4,3% nel 2003).

Nel settore *Exploration & Production* la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.624 mila boe con un aumento di 62 mila boe rispetto al 2003 (+4%). La produzione giornaliera nel quarto trimestre è stata di 1.704 mila boe.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2004 sono 7.218 milioni di boe, in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2003 (-0,7%). Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei PSA e delle vendite di *asset* è stato del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. La vita utile residua delle riserve certe al 31 dicembre 2004 è di 12,1 anni (12,7 nel 2003).

Nel 2004 è stato approvato il piano di sviluppo del progetto Kashagan, nell'*offshore* kazako del Mar Caspio, che prevede la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas, con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 in quota Eni); l'avvio prodotti-

I risultati 2004 dei settori di attività

(1) Misura del rendimento di un'azione calcolato in base alla *performance* di borsa nell'esercizio, ai dividendi distribuiti, nonché all'effetto del reinvestimento dei dividendi nell'azione alla data di stacco della cedola.

vo è atteso nel 2008. In Arabia Saudita è stata assegnata all'Eni con il ruolo di operatore (quota del 50%) l'attività di esplorazione e produzione di gas non associato nell'Area C (circa 52 mila chilometri quadrati).

Nel settore *Gas & Power*, pur in un contesto caratterizzato da crescente competitività e stringenti vincoli normativi, le vendite di gas naturale (84,5 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 6,1 miliardi di metri cubi rispetto al 2003 (+7,8%).

La produzione venduta di energia elettrica (13,8 TWh) ha registrato un aumento di 8,3 TWh rispetto al 2003 (+150%) dovuto alla piena marcia commerciale del primo gruppo di generazione elettrica a ciclo combinato e all'entrata in esercizio del secondo e terzo gruppo presso la centrale di Ferrera Erbognone, nonché all'avvio della nuova capacità installata presso la centrale di Ravenna.

Nel settore *Refining & Marketing* è continuato il processo di miglioramento del sistema di raffinazione volto a mantenere la posizione di *top performer* in Italia in termini di efficienza, flessibilità e qualità dei prodotti.

Nelle attività di commercializzazione, è proseguito il processo di riposizionamento strategico della rete di distribuzione in Italia con l'obiettivo di cogliere i mutamenti in atto nei comportamenti dei consumatori e attrarne nuovi flussi, offrendo prodotti *premium price* che anticipano i requisiti europei di qualità. Nel resto d'Europa, la strategia di sviluppo selettivo sta producendo i suoi risultati in termini di crescita delle vendite e di consolidamento della quota di mercato nelle aree geografiche d'interesse. Le vendite di prodotti petroliferi rete ed extra-rete (28,8 milioni di tonnellate) sono aumentate di 760 mila tonnellate (+2,7%).

Nel 2004 sono stati effettuati investimenti tecnici per 7,5 miliardi di euro, concentrati per il 94% nelle attività *oil & gas*; hanno riguardato progetti di dimensione rilevante volti a contribuire alla crescita e alla sostenibilità dei *business* nel lungo termine, tra i quali:

- lo sviluppo dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam, di cui il primo in produzione da agosto 2004 e il secondo con avvio produttivo previsto a metà del 2005;
- lo sviluppo di giacimenti in Iran, dove l'Eni è operatore;
- la partecipazione allo sviluppo dei giacimenti Kizomba A e B, localizzati nelle acque profonde angolane, di cui il primo entrato in produzione da agosto 2004 e il secondo con avvio produttivo atteso alla fine del 2005;
- lo sviluppo del giacimento Kashagan nell'*offshore* kazako;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione del gas naturale in Italia;
- il completamento del gasdotto sottomarino Greenstream – entrato in esercizio a ottobre – che consentirà a regime (nel 2006) di importare 8 miliardi di metri cubi all'anno di gas (di cui 4 in quota Eni), già collocati presso operatori del settore con contratti di lungo termine;
- il proseguimento del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica;
- la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi sulle raffinerie e il potenziamento della rete di distribuzione.

Lo scenario energetico

Il 2004 è stato un anno di estrema incertezza sui mercati. Una molteplicità di cause hanno determinato la crescita dei prezzi del petrolio e del gas, facendo registrare quotazioni del Brent superiori ai 50 dollari al barile. Alcuni dei fattori che

hanno alimentato la spinta rialzista – l'elevata crescita dei consumi in Cina e negli Stati Uniti, la riduzione della capacità produttiva non utilizzata dei paesi OPEC, il rallentamento dei tassi di crescita della produzione non OPEC e il protrarsi delle ostilità in Iraq – potrebbero continuare a sostenere i prezzi. Le elevate quotazioni del greggio nei primi mesi del 2005 sembrano confermarlo.

Rispetto al 2003, il mercato energetico appare radicalmente cambiato e la definizione degli scenari di prezzo del greggio e del gas naturale è divenuta molto più difficile. Le principali compagnie petrolifere concordano su una revisione al rialzo del valore di equilibrio di medio-lungo termine dei prezzi e il *consensus* degli analisti finanziari indica un prezzo Brent di 25-30 dollari/barile nel medio termine.

Nonostante i forti rincari del petrolio, nel corso del 2004 l'economia mondiale ha continuato a espandersi a ritmi molto sostenuti. La fase di crescita della domanda prosegue, in particolare nei paesi asiatici dove l'attività produttiva è trainata, oltre che dai consumi, da un'intensa attività d'investimento connessa agli stimoli monetari e fiscali degli ultimi anni.

Nel periodo 2005-2008 le prospettive di sviluppo dell'economia mondiale fanno ritenere che la crescita della domanda di petrolio si mantenga su valori sostenuti, ma con un ridimensionamento rispetto al 2004 (+3,2% rispetto al 2003).

La maggiore crescita della domanda si verificherà nelle aree non-OCSE; in particolare l'area asiatica assorbirà circa la metà dell'incremento del consumo mondiale di prodotti petroliferi. Nell'area si consoliderà il primato della Cina, che tuttavia costituisce una forte incognita nel mercato perché l'eventuale ridimensionamento dei tassi di crescita previsti potrebbe incidere drasticamente sul prezzo del greggio, come avvenuto con la crisi asiatica nel 1998.

La produzione dei paesi della Comunità degli Stati Indipendenti (CSI) contribuirà in misura preponderante alla crescita dell'offerta non OPEC, in relazione agli aumenti produttivi di Russia e Azerbaijan, nei primi anni, e successivamente anche del Kazakhstan. La sola Russia fornirà più della metà dell'incremento dei paesi della CSI.

I maggiori incrementi della capacità produttiva OPEC dal 2004 al 2008 riguarderanno la Nigeria, il Kuwait, gli Emirati Arabi Uniti e l'Iran.

La quota di mercato dell'OPEC rimarrà stabile (circa il 40%); nel breve termine le potenzialità di aumento della produzione da parte dell'OPEC si sono ridotte a circa 3 milioni di barili/giorno, esclusa la capacità dell'Iraq.

Alla possibile riduzione della capacità produttiva non utilizzata si aggiunge il problema della sua concentrazione in giacimenti con produzioni di greggio pesante o con alto contenuto di zolfo. Ciò ha un impatto sull'andamento dei differenziali tra i prezzi dei greggi leggeri e quelli pesanti nonché, nel lungo termine, sulle scelte d'investimento nel settore della raffinazione.

La forte generazione di cassa prodotta dalle *major* petrolifere nel corso del 2004 ha messo in luce, paradossalmente, la più rilevante criticità che le imprese del settore si trovano oggi ad affrontare: la scarsità di buone opportunità d'investimento e la conseguente difficoltà a rimpiazzare le riserve. Infatti, a fronte degli elevati profitti conseguiti, molte compagnie petrolifere hanno annunciato il pagamento di elevati dividendi e di rilevanti operazioni di *buyback* con l'obiettivo di restituire agli azionisti il surplus di cassa realizzato, ma non hanno potuto evitare le critiche per i ridotti investimenti in esplorazione e produzione di idrocarburi e in infrastrutture di trattamento e di trasporto.

Se da un lato l'obiettivo di aumentare il livello produttivo appare irrinunciabile per l'industria petrolifera – in cui la dimensione rappresenta un valore non solo

**Gli obiettivi
e le strategie**

per le economie di scala che assicura, ma soprattutto perché consente di espandere la base dei bacini tradizionali attraverso progetti di dimensioni particolarmente rilevanti senza compromettere la redditività a breve – dall'altro risulta chiara la difficoltà delle *major* nel rinnovare il loro portafoglio minerario per linee interne. Non è da escludere che la crescita dei profitti e la necessità di una politica di investimenti adeguata diano il via a un processo di acquisizioni e fusioni nel settore finalizzato a sostenere il *business* nel lungo termine.

L'Eni in sei anni ha realizzato un incremento di produzione pari al 56% del livello raggiunto nei 45 anni precedenti, conseguendo tassi di crescita molto superiori alla media dell'industria. Oggi, l'obiettivo prioritario dell'Eni è ancora la crescita della dimensione produttiva di petrolio e gas naturale, con il parallelo sviluppo di investimenti nel *midstream* (oleodotti, gasdotti, impianti di liquefazione e rigassificazione) volti ad accompagnare tale crescita.

La disciplina nell'allocazione delle risorse finanziarie rimane comunque un punto fermo, come la verifica nel breve dei risultati delle strategie adottate considerato che non esistono storie di successo industriale fondate sulla distruzione di valore a breve-medio.

Il Piano Strategico 2005-2008 prefigura un'ulteriore intensa crescita nelle attività del *core business* in grado di consentire alla Società di raggiungere la dimensione di *major* petrolifera.

Gli obiettivi nel settore *Exploration & Production* sono:

- la crescita produttiva di idrocarburi fino a 2 milioni di boe nel 2008 con un sotteso tasso di crescita medio annuo superiore al 5%, uno tra i più sfidanti del settore, e fa leva sull'avvio produttivo di alcuni grandi progetti di sviluppo (Libia Gas, acque profonde in Angola, Nigeria e Iran) e sul completamento dello sviluppo della Val d'Agri;
- il rimpiazzo delle riserve prodotte con un tasso superiore al 100%, in grado di garantire la sostenibilità del *business* nel lungo termine;
- il miglioramento dell'efficienza operativa sia nella ricerca degli idrocarburi sia nello sviluppo e produzione delle riserve scoperte, facendo leva sulla selettività dei progetti esplorativi, la concentrazione geografica della produzione, la razionalizzazione di attività produttive marginali o con scarse prospettive di sviluppo e il rafforzamento delle capacità di operatore.

Gli obiettivi nel settore *Gas & Power* sono:

- la crescita delle vendite di gas in Europa fino a raggiungere i 92 miliardi di metri cubi nel 2008, di cui 49,5 in Italia (rispettivamente 82,6 e 54,1 nel 2004);
- il mantenimento della *leadership* in Italia, sostenuto anche dallo sviluppo nell'attività di generazione elettrica e dal completamento delle centrali di EniPower (5,3 GW di potenza installata nel 2007);
- lo sviluppo delle attività nel settore del gas naturale liquefatto (GNL), finalizzato alla valorizzazione del gas *equity* e all'ingresso nei mercati con le maggiori prospettive di crescita (Stati Uniti ed Estremo Oriente).

Gli obiettivi nel settore *Refining & Marketing* sono:

- il consolidamento della posizione di *top performer* nella raffinazione in Italia, focalizzandosi sull'efficienza e su prodotti di alta qualità che anticipano i requisiti futuri già programmati dalla normativa comunitaria;
- il completamento del processo di riposizionamento strategico della rete italiana di distribuzione, attraverso chiusure e vendita delle stazioni di servizio marginali, nonché lo sviluppo dell'attività *non oil*;

- lo sviluppo delle attività di distribuzione in Europa nelle aree regionali dei mercati di interesse per raggiungere posizioni di *leader/co-leader*. L'espansione sarà guidata da criteri di eccellenza in termini di standard delle stazioni di servizio, di qualità e di erogato.

Le attività di Ingegneria e Costruzioni rappresentano una caratteristica distintiva dell'Eni rispetto alle altre compagnie petrolifere globali. Le competenze disponibili coprono l'intero ciclo di vita dei progetti di investimento sia *offshore*, sia *onshore*, dalla fase di definizione (ingegneria concettuale, di base e di *front end*) alla fase di realizzazione (*project management*, ingegneria di dettaglio, approvvigionamenti e costruzione). Queste competenze costituiscono un apporto indispensabile di *know-how*, capacità di *project* e *risk management*, credibilità e reputazione internazionale. Gli obiettivi del settore sono:

- lo sviluppo di tecnologie innovative e distintive rispetto alla concorrenza;
- il consolidamento della posizione competitiva nel segmento dei grandi progetti *offshore* di tipo EPC;
- lo sviluppo della presenza nei *business Leased FPSO* e terminali *GNL offshore*;
- il sostegno della realizzazione degli investimenti Eni con ruolo di *Owner's Engineer* di Gruppo per Snamprogetti.

Nel settore petrolchimico, le linee strategiche del Piano 2005-2008 sono orientate:

- alla valorizzazione degli *asset* in Italia per migliorare l'efficienza e la competitività;
- a possibili collaborazioni nel settore della chimica di base e delle plastiche, soprattutto con società che dispongono di buone posizioni di costo.

Nelle attività di Ricerca scientifica e tecnologica, il Piano 2005-2008 identifica progetti con elevata possibilità di applicazione industriale incentrati sullo sviluppo delle tecnologie chiave, capaci di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di valorizzazione degli *asset* dell'Eni e il conseguimento di nuove opportunità di sviluppo.

Le attività di ricerca saranno concentrate su: (i) i carburanti puliti; (ii) la gestione dello zolfo e dell'acido solfidrico; (iii) la gestione del gas con effetto serra. In particolare, sono in corso progetti di ricerca su: (i) l'*upgrading* di greggi non convenzionali (*EST - Eni Slurry Technology*); (ii) il trasporto di gas ad alta pressione (*TAP*); (iii) la tecnologia *Gas to Liquids (GTL)*. Inoltre, sono in fase di studio approfondimenti riguardanti: (i) i sistemi di autotrazione ibridi; (ii) la generazione distribuita; (iii) le conseguenze e le opportunità del protocollo di Kyoto.

Nell'ambito delle Risorse umane e dell'Organizzazione, in continuità con le linee di indirizzo tracciate dai precedenti piani, saranno perseguite iniziative orientate alla gestione della complessità attraverso il potenziamento del *know-how* manageriale e tecnico-professionale. Sono in programma:

- iniziative di formazione e comunicazione per lo sviluppo delle capacità e dei comportamenti manageriali coerenti con il contesto di riferimento;
- la piena realizzazione e il consolidamento del processo di pianificazione strategica delle professionalità, attraverso il quale il *management* è tenuto a verificare la disponibilità nel medio-lungo termine delle professionalità necessarie a sostenere il percorso di crescita intrapreso dalla Società e a programmare le iniziative conseguenti;
- la completa diffusione dei sistemi Eni di *knowledge management* che supporteranno il *management* nella realizzazione delle attività operative;

- interventi formativi di eccellenza a sostegno delle iniziative strategiche del *business*.

Le imprese, in particolare quelle energetiche, operano in un contesto di crescente attenzione alla tutela della salute, della sicurezza e, soprattutto, dell'ambiente. Numerosi *stakeholder* concorrono a esercitare una forte pressione sulle imprese e ne condizionano l'operatività. Tra essi, gli stessi azionisti e gli investitori istituzionali (in particolare i fondi etici) considerano sempre più, insieme alla creazione di valore, la capacità dell'impresa di operare nel medio e lungo termine in un quadro di sostenibilità, coniugando gli obiettivi economici con quelli ambientali e sociali. Da parte del mondo ambientalista, inoltre, cresce la richiesta di attenzione all'ambiente sia nella definizione delle strategie sia nelle pratiche operative. La risposta Eni a queste attese esterne si basa su tre direttrici:

- partecipazione attiva al disegno/ridisegno normativo e all'attivazione delle nuove norme in tema HSE;
- definizione e sviluppo delle risposte al tema del Cambiamento Climatico nell'ambito del sistema europeo di *Emission Trading*;
- sviluppo del Modello di Sistema di Gestione HSE.

Nel periodo di Piano sarà intrapreso un processo di miglioramento della gestione della *Corporate Social Responsibility (CSR)* – ovvero l'impegno a contemporare l'attività imprenditoriale con le aspettative degli *stakeholder*, e quindi la capacità dell'azienda di comprendere e gestire i rischi generati dal contesto in cui opera e dalla natura delle sue attività – le cui principali azioni riguardano:

- il miglioramento della capacità della Società di gestire le aspettative dei suoi principali *stakeholder* attraverso l'impiego di metodologie allineate ai più elevati standard e alle migliori pratiche internazionali quali quella dell'iniziativa ONU *Global Compact* cui l'Eni ha aderito dal 2001;
- l'adozione di politiche, linee guida e sistemi di gestione – e relativi strumenti di monitoraggio – in relazione a nuove tematiche di rilevante criticità per il *business* (Diritti Umani, Sicurezza, Trasparenza);
- l'integrazione del sistema di *risk management* con variabili derivate da processi di consultazione con gli *stakeholder* e di valutazione di impatto delle attività di *business*;
- la maggiore diffusione e il rafforzamento della cultura di responsabilità d'impresa attraverso il canale della formazione istituzionale.

La strategia di sviluppo dell'Eni nel lungo termine è principalmente *upstream driven*, con una particolare attenzione allo sviluppo di progetti integrati *upstream-downstream* (es. la valorizzazione del gas remoto, l'*upgrading* dei greggi non convenzionali) perché possono rappresentare il motore per lo sviluppo e l'ingresso in nuovi mercati.

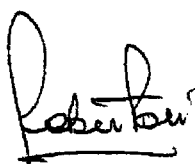
Con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2004 viene a scadere il mandato che ci avete conferito nel 2002. Sono stati tre anni importanti nella storia dell'Eni; alcuni numeri:

- la produzione giornaliera di idrocarburi è aumentata del 19% (da 1.369 a 1.624 mila boe/giorno);
- le riserve certe di idrocarburi, nonostante gli effetti dell'aumento del prezzo del greggio sui PSA, delle azioni di razionalizzazione del portafoglio minerario e dell'incremento della produzione, sono aumentate del 4,2% (da 6,9 a 7,2 miliardi di boe);
- le vendite totali di gas naturale sono aumentate del 24% (da 82,3 a 102,2 miliardi di metri cubi);

- nel triennio sono stati effettuati investimenti tecnici e in partecipazioni di 30,3 miliardi di euro; nonostante la rilevante mole di investimenti, il *leverage* si è ridotto da 0,35 a 0,31;
- nel triennio sono state assunte in Italia circa 6.200 persone, di cui circa 2.000 laureate.

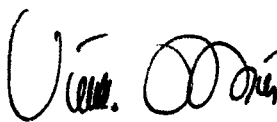
Questi risultati sono il frutto della coesione, dedizione e affidabilità dei dipendenti dell'Eni che hanno dimostrato con i fatti di saper realizzare le strategie annunciate. A loro va il ringraziamento del Consiglio di Amministrazione.

30 marzo 2005



Il Presidente Roberto Poli

per il Consiglio di Amministrazione



L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾

Presidente

Roberto Poli ⁽²⁾

Amministratore Delegato

Vittorio Mincato ⁽³⁾

Amministratori

Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Cló,
Renzo Costi, Dario Fruscio,
Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Stefano Cao ⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Luciano Sgubini ⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Taraborelli ⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE ⁽⁷⁾

Presidente

Andrea Monorchio

Sindaci effettivi

Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo,
Riccardo Perotta

Sindaci supplenti

Fernando Carpentieri, Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI SpA

Luigi Schiavello ⁽⁸⁾

Sostituto

Angelo Antonio Parente ⁽⁹⁾

Società di revisione ⁽¹⁰⁾

PricewaterhouseCoopers SpA

I poteri del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché la composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petroliero Internazionale, sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Governance e responsabilità d'impresa" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio.

Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004
(2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002
(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002
(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 aprile 2004
(7) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002 per un triennio,

quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004.
Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive
(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 24-25 giugno 2003
(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003
(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per un triennio

exploration & production

La produzione di idrocarburi è stata di oltre 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003 (6,4% se si esclude l'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement - PSA*¹⁾; nel quarto trimestre 2004 la produzione è stata di 1,7 milioni di boe/giorno. Nel medio termine l'Eni intende mantenere elevato il tasso di crescita della produzione facendo leva in particolare sul contributo dei grandi progetti in fase di sviluppo: l'obiettivo è di produrre nel 2008 circa 2 milioni di boe/giorno con un tasso di incremento medio annuo superiore al 5%

Le riserve certe di idrocarburi sono 7.218 milioni di boe con un tasso di rimpiazzo al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei *PSA* e delle vendite di *asset* del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario degli *asset* dell'Eni localizzati nelle aree *core* del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Mare del Nord norvegese. La vita utile residua delle riserve è di 12,1 anni

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni operatore con il 16,67%) nell'*offshore* kazako del Mar Caspio, sono stati assegnati contratti per oltre 5 miliardi di dollari. Il piano di sviluppo, approvato dalle Autorità kazake il 25 febbraio 2004, è articolato in più fasi con l'obiettivo di mettere in produzione a partire dal 2008 riserve recuperabili² fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con investimenti di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni); la produzione di picco attesa è di 1,2 milioni di barili/giorno. L'attività di *appraisal* condotta nell'anno ha confermato le potenzialità delle strutture minerarie scoperte nell'area contrattuale

Nell'ambito del *Western Libyan Gas Project*, è stata avviata la produzione di gas e liquidi del giacimento *onshore* Wafa ed è in corso lo sviluppo del giacimento *offshore* Bahr Essalam con *start-up* atteso nel 2005. I due giacimenti produrranno a regime 10 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale, di cui 8 (Eni 50%) collocati sul mercato europeo attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream*

In Iran è stato avviato il giacimento di gas e condensati *South Pars* Fasi 4-5 che a regime produrrà 20 miliardi di metri cubi/anno

Prosegue il processo di razionalizzazione del portafoglio minerario finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche e il disimpegno dalle aree marginali con la vendita di *asset*, principalmente nel Mare del Nord, in Italia, Azerbaijan, Gabon e Mauritania

(1) Per la definizione di *PSA* v. "Glossario".

(2) Per la definizione di riserve recuperabili v. "Glossario".

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi	12.877	12.746	15.349
Utile operativo	5.175	5.746	8.017
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	902	635	499
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	317	31	
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	4.396	5.015	4.413
Investimenti in partecipazioni	31	1.076	46
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.715	7.718	7.705

Riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate a situazioni future.

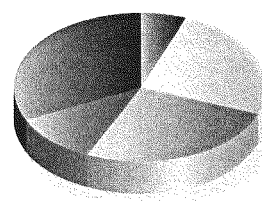
L'Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sull'iscrizione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornati i criteri di classificazione delle riserve (Criteri) e di presidiarne il processo periodico di quantificazione. I Criteri recepiscono le norme statunitensi del *Financial Accounting Standard Board* e dalla *Security and Exchange Commission* nonché, su temi specifici non oggetto di normativa, le prassi consolidate promosse da istituzioni di riferimento qualificate. I Criteri sono stati sottoposti all'esame di *DeGolyer and MacNaughton (D&M)*, società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC; *D&M* ha attestato inoltre che dei Criteri che regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche è stata data un'interpretazione ragionevole in linea con le pratiche diffuse nel mercato. L'Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Dal 1991 l'Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione³ delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2004 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 2,2 miliardi di boe, pari a circa il 30% delle riserve al 31 dicembre 2004. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel biennio 2003-2004 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 63% del totale delle riserve certe; in particolare sono stati oggetto di esame tutti i nuovi progetti di sviluppo, incluso Kashagan, e la maggior parte dei giacimenti maturi di dimensione rilevante.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota 27 della nota integrativa del bilancio consolidato - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale.

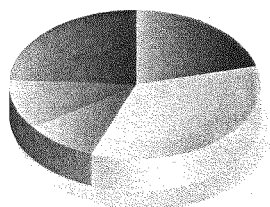
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2004 sono 7.218 milioni di boe (petrolio e condensati 4.008 milioni di barili; gas naturale 3.210 milioni di boe), in lieve riduzione (0,7%) rispetto al 31 dicembre 2003. Il tasso di rimpiazzo delle riserve al lordo degli effetti dell'aumento dei prezzi del barile di produzione nei *Production Sharing Agreement (PSA)*⁴ (161 milioni di boe) e delle vendite di *asset* (81 milioni di boe) è del 132% che si riduce al 91% al netto di questi effetti. Al lordo dell'effetto prezzo nei PSA le promozioni a riserve certe dell'esercizio sono di 782 milioni di boe. La vita utile residua delle riserve è di 12,1 anni (12,7 al 31 dicembre 2003).

Riserve certe di petrolio, condensati e liquidi di gas naturale per area geografica a fine periodo
milioni di barili
4.008



(3) Dal 1991 al 2002 *DeGolyer and MacNaughton* e, a partire dal 2003, anche da *Ryder Scott*.

(4) Nei PSA la compagnia petrolifera di Stato (committente) incarica la compagnia petrolifera internazionale (contrattista) di eseguire lavori di esplorazione e produzione. In caso di successo il contrattista, che si assume il rischio minerario e finanziario dell'iniziativa, recupera gli investimenti e i costi (*Cost Oil*) sostenuti nell'anno con una quota di produzione che varia al variare del prezzo del petrolio. Inoltre in alcuni contratti la variazione del prezzo influenza anche la quota di produzione destinata alla remunerazione del contrattista (*Profit Oil*).

Riserve certe di gas naturale
per area geografica a fine periodomilioni di boe
3.210

Italia 21%
Africa Settentrionale 35%
Africa Occidentale 9%
Mare del Nord 11%
Resto del mondo 24%

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:

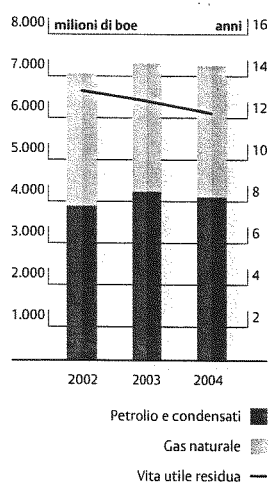
	(milioni di boe)	
Riserve certe al 31 dicembre 2003	7.272	
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	782	
Produzione	(594)	188
	7.460	
Effetto prezzo nei PSA	(161)	
Effetto vendite di asset	(81)	
Riserve certe al 31 dicembre 2004	7.218	

Al netto dell'effetto prezzo nei PSA la promozione a riserve certe è di 621 milioni di boe ed è riferita a: (i) nuove scoperte ed estensioni (329 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Libia, Australia, Angola e Regno Unito; (ii) revisioni di precedenti stime (227 milioni di boe), in particolare in Egitto, Libia, Iran, Congo, Pakistan, Angola e Norvegia in parte assorbite da revisioni in diminuzione in Kazakhstan e Algeria, connesse all'effetto prezzo nei PSA, e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (65 milioni di boe), in particolare in Angola e Algeria. Questi aumenti hanno parzialmente compensato le riduzioni riferite alla produzione dell'anno (594 milioni di boe) e alle vendite di asset localizzati nel settore britannico del Mare del Nord, Italia, Gabon, Azerbaijan, Paesi Bassi ed Egitto (81 milioni di boe).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2004 sono 4.300 milioni di boe (petrolio e condensati 2.471 milioni di barili; gas naturale 1.829 milioni di boe) e sono il 60% delle riserve certe (58% al 31 dicembre 2003).

Le riserve certe di idrocarburi destinate alla vendita attraverso contratti di fornitura a lungo termine a Enti di Stato di paesi esteri in titoli minerari nei quali l'Eni è operatore sono circa il 10% del totale delle riserve certe al 31 dicembre 2004 (l'8% al 31 dicembre 2003).

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Riserve certe di idrocarburi
e vita utile residua

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2004 consiste di 919⁵ titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 34 paesi dei cinque continenti con una superficie complessiva in quota Eni di 234.180⁶ chilometri quadrati (242.635 al 31 dicembre 2003), di cui 41.997 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (43.879 al 31 dicembre 2003). All'estero la superficie complessiva è diminuita di 1.881 chilometri quadrati a seguito delle vendite di asset in Gabon, Mauritania, Senegal, Mare del Nord britannico, Paesi Bassi ed Egitto, nonché di rilasci, in particolare in Australia e Congo. Aumenti si sono verificati in Arabia Saudita, Indonesia, Norvegia e Russia. In Italia la superficie complessiva è diminuita di 6.575 chilometri quadrati a seguito delle vendite di asset, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'assegnazione di 7 nuove concessioni.

Sono stati ultimati 66 nuovi pozzi esplorativi (29,5 in quota Eni), a fronte dei 105 (43 in quota Eni) del 2003. Il coefficiente di successo è stato del 52,1% (57,3% in quota Eni), a fronte del 46,7% (45,7% in quota Eni) del 2003.

(5) Di cui 5 titoli esplorativi posseduti tramite società collegate per le iniziative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

(6) Di cui 27.421 chilometri quadrati attraverso società collegate per le iniziative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

Razionalizzazione del portafoglio minerario

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario, finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche con potenzialità di crescita e il disimpegno dalle aree marginali, sono stati definiti i seguenti accordi di vendita:

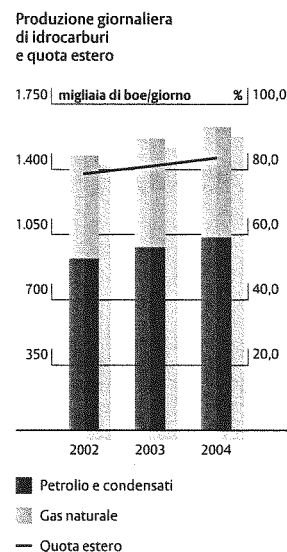
- la vendita alla Canadian Natural Resources Ltd per il corrispettivo di 158 milioni di euro delle quote di partecipazione nei Blocchi T (Eni operatore con l'88,74%) e B (Eni operatore con la quota media del 70,2%) localizzati nella parte britannica del Mare del Nord di fronte alla costa scozzese. Il Blocco T comprende i giacimenti in produzione Tiffany, Tony e Thelma; il Blocco B i giacimenti Balmoral, Stirling e Glamis;
- la vendita alla società Gas Plus, per il corrispettivo di 139 milioni di euro, dell'intero capitale posseduto nella Stargas SpA, società conferitaria del ramo d'azienda della Società Petrolifera Italiana (Eni 99,96%) comprendente: (i) 42 concessioni di coltivazione di gas naturale e condensati e 3 permessi di ricerca concentrati principalmente nei quattro poli di produzione di Fornovo Taro (Parma), Montecorsaro (Macerata), Lucera (Foggia) e Policoro (Matera); (ii) infrastrutture di trattamento e di trasporto del gas; (iii) terreni e fabbricati; (iv) la partecipazione nella società Reggente (81,63%);
- la vendita alla società russa Lukoil, per il corrispettivo di 114 milioni di euro, della partecipazione (50%) posseduta nella LukAgip (società paritetica con la stessa Lukoil) titolare di una quota del 10% nel giacimento in sviluppo di Shakh Deniz nel Mar Caspio azero e di quote di minoranza in società di commercializzazione e trasporto del gas in Azerbaijan, nonché del 24% del giacimento Meleiha (operato dall'Eni) situato nell'*onshore* egiziano;
- la vendita alla CH4 Energy Ltd per il corrispettivo di 39 milioni di euro delle quote di partecipazione nei giacimenti a gas Markham e JC3 localizzati nella parte meridionale del Mare del Nord;
- la vendita alla società petrolifera indipendente Perenco, per il corrispettivo di 23 milioni di euro, delle attività minerarie in Gabon comprendenti le quote possedute nel giacimento petrolifero *offshore* di Limande (Eni operatore con l'80%) e nei 3 permessi esplorativi di M'Polo, Chaillu e Meboun (Eni operatore con il 50%);
- la vendita di permessi esplorativi in Mauritania, nonché giacimenti marginali situati nell'*offshore* del Golfo del Messico.

Complessivamente le operazioni descritte hanno comportato un incasso di 548 milioni di euro.

Produzione

Nel 2004 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.624 mila barili di petrolio equivalente (boe) con un aumento di 62 mila boe rispetto al 2003, pari al 4%, dovuto: (i) alla crescita produttiva registrata essenzialmente in Nigeria, Angola, Kazakhstan, Pakistan, Libia ed Egitto; (ii) all'avvio di giacimenti in Angola, Australia, Algeria e Libia. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia e nel Regno Unito; (ii) dalla minore attribuzione di produzione (38 mila boe) nei PSA dovuta all'aumento del prezzo del barile; (iii) dall'impatto delle vendite di asset (13 mila boe). La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'83,3% (80,8% nel 2003).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.034 mila barili) è aumentata di 53 mila barili rispetto al 2003, pari al 5,4%, a seguito degli incrementi produttivi registrati in: (i) Nigeria, in relazione all'avvio del giacimento Okpoho (Eni 100%) e all'entrata a regime dei giacimenti Abo (Eni operatore con il 50,19%) e Nase-EA (Eni 12,86%); (ii) Angola, a seguito dell'entrata a regime del giacimento Xicomba e dell'avvio dei giacimenti dell'area Kizomba



A nel Blocco 15 (Eni 20%); (iii) Kazakhstan, nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), a seguito dell'avvio delle esportazioni dal terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero; (iv) Venezuela, in relazione alla circostanza che all'inizio del 2003 si verificarono interruzioni della produzione a causa dello sciopero nazionale; (v) Australia, a seguito dell'entrata a regime del giacimento Woollybutt (Eni operatore con il 65%) e dell'avvio del giacimento Bayu Undan (Eni 12,04%); (vi) Libia, in relazione all'avvio dei giacimenti Wafa (Eni 50%) ed Elephant (Eni 33,33%); (vii) Algeria, in relazione all'avvio dei giacimenti Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare nel Regno Unito, e dall'impatto delle vendite di *asset*. In Italia la riduzione connessa al declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate, Ragusa e Aquila) è stata parzialmente compensata dall'aumento di produzione in Val d'Agri che ha risentito della fermata degli impianti avvenuta per consentire l'allacciamento del quarto treno di trattamento del centro olio.

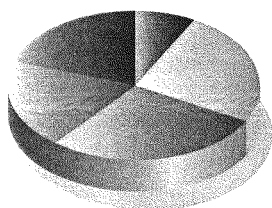
La produzione giornaliera di gas naturale (590 mila boe) è aumentata di 9 mila boe rispetto al 2003, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in: (i) Pakistan, in relazione all'entrata a regime dei giacimenti Sawan (Eni 23,68%) e Bhit (Eni operatore con il 40%); (ii) Egitto, in relazione alla crescita della domanda sul mercato locale; (iii) Libia, in relazione all'avvio del giacimento Wafa (Eni 50%); (iv) Kazakhstan, Norvegia (entrata a regime del giacimento Mikkjel, Eni 14,9%) e Nigeria. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito e dall'impatto delle vendite di *asset*.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 576,5 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 18,1 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (13,9 milioni di boe), nonché ai minori ritiri di idrocarburi all'estero rispetto alle quote di diritto (*over/underlifting*⁷) di 4 milioni di boe.

La produzione venduta di petrolio e condensati (374,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% al settore Refining & Marketing (70% nel 2003). La produzione venduta di

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

Produzione di petrolio e condensati per area geografica
migliaia di barili/giorno
1.034



Italia 8%
Africa Settentrionale 25%
Africa Occidentale 28%
Mare del Nord 19%
Resto del mondo 20%

Riserve certe di idrocarburi ⁽¹⁾			(milioni di boe)		
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	1.199	996	890	(106)	(10,6)
petrolio e condensati	255	252	225	(27)	(10,7)
gas naturale	944	744	665	(79)	(10,6)
Africa Settentrionale	2.033	2.024	2.117	93	4,6
petrolio e condensati	1.072	1.080	993	(87)	(8,1)
gas naturale	961	944	1.124	180	19,1
Africa Occidentale	1.287	1.324	1.357	33	2,5
petrolio e condensati	1.022	1.038	1.056	18	1,7
gas naturale	265	286	301	15	5,2
Mare del Nord	825	912	807	(105)	(11,5)
petrolio e condensati	498	529	450	(79)	(14,9)
gas naturale	327	383	357	(26)	(6,8)
Resto del mondo	1.686	2.016	2.047	31	1,5
petrolio e condensati	936	1.239	1.284	45	3,6
gas naturale	750	777	763	(14)	(1,8)
Totale	7.030	7.272	7.218	(54)	(0,7)
petrolio e condensati	3.783	4.138	4.008	(130)	(3,1)
gas naturale	3.247	3.134	3.210	76	2,4

(1) Dal 1° gennaio 2004, al fine di uniformarsi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere internazionali, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato unificato in 1 mc = 0,00615 barili di petrolio. In precedenza il coefficiente era differenziato per il gas di produzione nazionale (1 mc = 0,0063 barili di petrolio) e per il gas di produzione estera (1 mc = 0,0061 barili di petrolio). La modifica non ha influenzato i volumi delle riserve espresse in boe al 31 dicembre 2003 e ha un impatto trascurabile sulle produzioni in boe del 2004.

gas naturale (32,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 40% al settore Gas & Power (43% nel 2003).



Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel Blocco P 404 area B (Eni 25%), nell'area di Berkine North East nelle vicinanze del giacimento Ourhoud, il pozzo di *appraisal* BKNE-B-2 ha confermato la presenza di idrocarburi a una profondità di circa 3 mila metri.

Nell'ottobre 2004 è stata avviata in *early production* nel centro olio di Bir Rebaa la produzione dei giacimenti a olio ROD e satelliti (Eni operatore con il 63,96%), situati nei Blocchi 401a/402a e 403a/403d, con una portata di 8 mila barili/giorno. Nel dicembre 2004 è entrato in esercizio l'impianto di trattamento della capacità di 80 mila barili/giorno e la produzione in quota Eni raggiungerà il picco di 28 mila barili/giorno nel 2005.

Nel dicembre 2004 è entrato in produzione il giacimento REC, situato nelle vicinanze del centro olio di Bir Rebaa, con una produzione in quota Eni di oltre 2 mila barili/giorno.

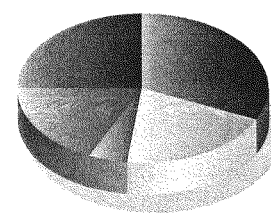
Egitto Sono state effettuate scoperte di idrocarburi nelle concessioni di: (i) Sinai 12 Leases (Eni 50%) situata nell'*offshore* del Golfo di Suez dove il pozzo esplorativo BMW-1 ha rinvenuto la presenza di quattro livelli mineralizzati a olio ed è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; (ii) Ras el Barr (Eni 25%), situata nell'*offshore* del delta del Nilo, dove i pozzi esplorativi Taurt-1 e Taurt-2 hanno rinvenuto livelli mineralizzati a gas; (iii) Ashrafi (Eni 50%) situata nel Golfo di Suez, dove i pozzi esplorativi Ashrafi H 1X Dir e Ashrafi J-1X Dir hanno rinvenuto livelli mineralizzati a olio. Il primo pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti. Inoltre nella Concessione Port Fouad (Eni 50%), sono state fatte due scoperte a gas con i pozzi Anshuga 1 e Gambari 1.

Sono in corso attività di sviluppo nelle concessioni situate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) North Port Said (Eni 50%) dove sono entrati in produzione i giacimenti Nouras A e Nouras B e proseguono i lavori di costruzione della piattaforma di sviluppo di Barboni e di ampliamento del terminale di El Gamil; nel 2004 la produzione di gas in quota Eni è aumen-

Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾			(migliaia di boe/giorno)		
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	316	300	271	(29)	(9,7)
petrolio e condensati	86	84	80	(4)	(4,8)
gas naturale	230	216	191	(25)	(11,6)
Africa Settentrionale	354	351	380	29	8,3
petrolio e condensati	252	250	261	11	4,4
gas naturale	102	101	119	18	17,8
Africa Occidentale	237	260	316	56	21,5
petrolio e condensati	222	236	285	49	20,8
gas naturale	15	24	31	7	29,2
Mare del Nord	308	345	308	(37)	(10,7)
petrolio e condensati	213	235	203	(32)	(13,6)
gas naturale	95	110	105	(5)	(4,5)
Resto del mondo	257	306	349	43	14,1
petrolio e condensati	148	176	205	29	16,5
gas naturale	109	130	144	14	10,8
Totale	1.472	1.562	1.624	62	4,0
petrolio e condensati	921	981	1.034	53	5,4
gas naturale	551	581	590	9	1,5

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (38 e 26 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2004 e nel 2003).

Produzione di gas naturale per area geografica
migliaia di boe/giorno
590



■ Italia 32%
■ Africa Settentrionale 20%
■ Africa Occidentale 5%
■ Mare del Nord 18%
■ Resto del mondo 25%