

ti; (v) il trasporto gas ad alta pressione; (vi) i processi Gas to Liquids finalizzati alla valorizzazione del gas associato o localizzato in aree remote; (vii) la qualità dei carburanti e fuel alternativi con migliori prestazioni motoristiche/ambientali; (viii) l'idrogeno come vettore energetico.

Lo scenario sui temi della Salute, della Sicurezza e dell'Ambiente (HSE) è caratterizzato da un crescente rifiuto degli insediamenti industriali da parte delle comunità locali, da più severe normative, da una domanda di maggiore informazione e valutazione dei risultati HSE e, conseguentemente, da una maggiore disponibilità da parte degli stakeholder a premiare le imprese proattive in grado di affrontare le nuove sfide della sostenibilità con programmi innovativi e trasparenti. La risposta dell'Eni a queste attese esterne si basa su tre direttrici:

- gestione orientata alla valutazione dei risultati "ambientali" e all'individuazione di obiettivi realistici di miglioramento;
- comunicazione dei risultati raggiunti e dei nuovi obiettivi al fine di consentire agli interlocutori esterni una completa percezione dell'agire Eni;
- integrazione delle tematiche HSE nel processo di pianificazione generale e nella valutazione dei progetti di investimento.

L'Eni può contare su un'eredità storica e un patrimonio di responsabilità sociale radicato, che caratterizza la Società e il suo modo di operare, ed è impegnata a completare l'integrazione degli aspetti di *Corporate Social Responsibility* (CSR) nelle strategie aziendali. Ciò consentirà di valorizzare quei beni immateriali che distinguono l'Eni dai concorrenti e dalle altre imprese quotate. Nell'arco di Piano sarà intrapreso un percorso di miglioramento della gestione della CSR incentrato sul rafforzamento di quelle leve di valore non finanziarie generate dal capitale professionale, organizzativo e relazionale.

L'Eni ha fatto della coerenza tra strategie annunciate e obiettivi realizzati uno dei punti cardinali del suo rapporto con azionisti e altri soggetti detentori di interessi verso la Società. In molti casi, ha anticipato gli obiettivi programmati. Ha sempre informato la sua azione a rigorosi principi di continuità, traspa-

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾**Presidente**Roberto Poli ⁽²⁾**Amministratore Delegato**Vittorio Mincato ⁽³⁾**Amministratori**Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clò,
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**Gilberto Callera ⁽⁶⁾**COLLEGIO SINDACALE ⁽⁷⁾****Presidente**

Andrea Monorchio

Sindaci effettiviLuigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo,
Riccardo Perotta**Sindaci supplenti**

Fernando Carpentieri, Giorgio Silva

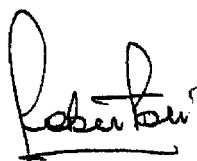
MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI**DELEGATO AL CONTROLLO**Luigi Schiavello ⁽⁸⁾**Sostituto**Angelo Antonio Parente ⁽⁹⁾**Società di revisione ⁽¹⁰⁾**

PricewaterhouseCoopers SpA

renza e ampio dettaglio nell'informazione fornita all'esterno. La credibilità raggiunta a livello mondiale per la concreta e costante adesione a questi standard è un valore fondamentale che l'Eni intende consolidare e migliorare costantemente.

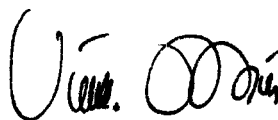
La possibilità di continuare a tagliare traguardi sempre più importanti in futuro è legata a molte variabili, talune incontrollabili. La leva più efficace per confrontarsi con un panorama volatile e discontinuo è la verifica quotidiana della sostenibilità delle azioni intraprese o da intraprendere in rapporto all'evoluzione dello scenario strategico di medio e lungo periodo con la massima flessibilità e tempestività di reazione. In un'industria che spesso è rimasta vittima di cambiamenti esogeni improvvisi, l'Eni ha adottato e continuerà a adottare tutti gli strumenti e l'impegno per essere un *long-run winner*, facendo leva sulla qualità e sull'adattamento culturale del suo patrimonio di risorse umane, già oggi chiamate a non accontentarsi mai dei successi ottenuti, ma a continuare a cercare le ragioni per i successi di domani, qualunque sia lo scenario che accompagnerà il mondo dell'energia. A loro il ringraziamento del Consiglio di Amministrazione.

30 marzo 2004



Il Presidente Roberto Poli

per il Consiglio di Amministrazione



L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

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'Oil & Gas Committee, 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 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003

(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 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

La produzione di idrocarburi ha raggiunto il livello record di 1,56 milioni di boe/giorno con un aumento del 6,1%. Resta fermo l'impegno dell'Eni a mantenere nei prossimi anni un elevato tasso di crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo degli asset in portafoglio: l'obiettivo è di produrre nel 2007 circa 1,9 milioni di boe/giorno con un tasso di incremento medio annuo del 5%

Le riserve certe di idrocarburi hanno raggiunto i 7.272 milioni di boe con un tasso di rimpiazzo del 142% (il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni). Nel medio termine la crescita della produzione e il rimpiazzo delle riserve sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario degli asset dell'Eni localizzati nelle aree core dell'Africa Settentrionale e Occidentale a cui si aggiungerà il contributo di nuovi campi in Australasia e l'incremento della produzione di petrolio in Italia. La vita utile residua delle riserve è di 12,7 anni

È stato approvato il piano di sviluppo del giacimento di petrolio di Kashagan (Eni operatore con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio. Il piano, articolato in più fasi, prevede la messa in produzione di riserve recuperabili¹ fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con un investimento complessivo di 29 miliardi di dollari (5 miliardi in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenteranno a 450 mila al compimento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno

In Libia proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti a olio, gas e condensati Wafa (onshore) e Bahr Essalam (offshore) con riserve recuperabili in quota Eni di circa 950 milioni di boe. L'avvio della produzione è atteso nel quarto trimestre 2004

In Arabia Saudita è stata assegnata a un consorzio formato dall'Eni (operatore con il 50%), da una compagnia petrolifera internazionale e dalla Saudi Aramco, la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area cosiddetta "C" di circa 52 mila chilometri quadrati situata nel bacino di Rub al Khali al confine con il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti. Il progetto segna la ripresa dell'attività upstream dell'Eni nel Paese dove aveva operato agli inizi degli anni Settanta

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di circa 240 milioni di euro

(1) Per la definizione di riserve recuperabili v. "Glossario", pag. 102.

	2001	2002	2003
Ricavi	13.960	12.877	12.746
Utile operativo	5.984	5.175	5.746
Investimenti di ricerca esplorativa	757	902	635
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	67	317	31
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	3.452	4.396	5.015
Investimenti in partecipazioni	4.149	31	1.076
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.533	7.715	7.718

Riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e 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 in vigore che tengono conto solo delle variazioni previste contrattualmente; non sono considerati gli aumenti legati 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 emesse dal 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 in vigore 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 i Criteri regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche, dandone un'interpretazione ragionevole in linea con i più ampi standard SEC e le pratiche diffuse nel mercato. L'Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche nei casi in cui partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Dal 1991 l'Eni ha fatto eseguire, a rotazione, da qualificate società di ingegneri di giacimento una valutazione indipendente² delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2003 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 33% delle riserve al 31 dicembre 2003. Le risultanze hanno sostanzialmente confermato, come in passato, le valutazioni dell'Eni.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono fornite nella nota 25 - Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP) - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale della nota integrativa al bilancio consolidato.

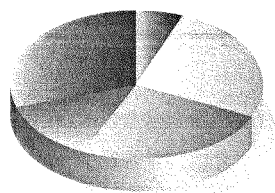
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 hanno raggiunto 7.272 milioni di boe (petrolio e condensati 4.138 milioni di barili; gas naturale 3.134 milioni di boe) con un aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002 per effetto di: (i) nuove scoperte ed estensioni (355 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Algeria, Venezuela e Italia; (ii) revisioni di precedenti stime (287 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Nigeria, Algeria, Norvegia e Angola in parte assorbite da revisioni in diminuzione in Italia; (iii) acquisizioni (162 milioni di boe), in particolare della società norvegese Fortum Petroleum; (iv) miglioramenti di recupero assistito (31 milioni di boe), in particolare in Congo, Algeria ed Egitto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno (570 milioni di boe) e dalle cessioni di partecipazioni in giacimenti localizzati nel settore britannico del Mare del Nord (23 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 142% della produzione; il 118% se si esclude l'effetto delle acquisizioni e delle cessioni di asset. La vita utile residua delle riserve è di 12,7 anni (13,2 anni nel 2002).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2003 sono di 4.230 milioni di boe (petrolio e condensati 2.447 milioni di barili; gas naturale 1.783 milioni di boe) e rappresentano il 58% del totale delle riserve certe (53% al 31 dicembre 2002).

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton affiancata, a partire dal 2003, da Ryder Scott.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Riserve certe di petrolio e condensati
per area geografica a fine periodo
milioni di barili
4.138



Italia 6%
Africa Settentrionale 26%
Africa Occidentale 25%
Mare del Nord 13%
Resto del mondo 30%

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2003 consiste in 1.053 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 242.635 chilometri quadrati (281.682 al 31 dicembre 2002), di cui 43.879 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.580 al 31 dicembre 2002). La superficie complessiva è diminuita a seguito di rilasci di 35.296 chilometri quadrati all'estero, in particolare in Egitto, Cina, Australia e Algeria, e di 3.751 chilometri quadrati in Italia. Aumenti si sono verificati in Norvegia per effetto dell'acquisizione della Fortum Petroleum.

Sono stati ultimati 105 nuovi pozzi esplorativi (43 in quota Eni), a fronte dei 120 (52 in quota Eni) del 2002. Il coefficiente di successo è stato del 46,7% (45,7% in quota Eni), a fronte del 38,6% (39,1% in quota Eni) del 2002.

Produzione

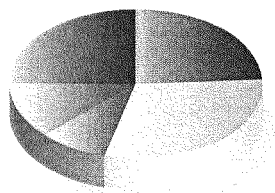
Nel 2003 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.562 mila boe (petrolio e condensati 981 mila barili; gas naturale 581 mila boe) ha registrato un incremento di 90 mila boe rispetto al 2002, pari al 6,1%, dovuto: (i) all'acquisto della Fortum Petroleum; (ii) agli avvisi di giacimenti, principalmente in Australia, Algeria, Pakistan, Iran, Nigeria, Stati Uniti e Angola; (iii) alla crescita produttiva registrata in particolare in Nigeria, Kazakhstan e Venezuela; (iv) al venir meno dei tagli OPEC. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal declino produttivo di giacimenti maturi; (ii) dalla minore attribuzione di produzione nei Production Sharing Agreement dovuta all'aumento del prezzo del barile³; (iii) dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'80,8% (78,6% nel 2002).

(3) Nei PSA la produzione, valorizzata ai prezzi di riferimento, consente il recupero dei costi sostenuti (Cost Oil) e il riconoscimento di una remunerazione (Profit Oil), quest'ultima suddivisa tra la Società di Stato e la compagnia petrolifera. L'aumento del prezzo del barile comporta di norma la minore attribuzione alla compagnia petrolifera delle quantità di idrocarburi prodotte destinate alle suddette componenti; l'inverso nel caso di riduzione del prezzo.

Riserve certe ⁽¹⁾ e produzione giornaliera di idrocarburi ⁽²⁾

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe/giorno)		
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
Italia	1.315	1.199	996	308	316	300
petrolio e condensati	309	255	252	69	86	84
gas naturale	1.006	944	744	239	230	216
Africa Settentrionale	2.122	2.033	2.024	317	354	351
petrolio e condensati	1.171	1.072	1.080	228	252	250
gas naturale	951	961	944	89	102	101
Africa Occidentale	1.136	1.287	1.324	233	237	260
petrolio e condensati	976	1.022	1.038	219	222	236
gas naturale	160	265	286	14	15	24
Mare del Nord	879	825	912	288	308	345
petrolio e condensati	552	498	529	204	213	235
gas naturale	327	327	383	84	95	110
Resto del mondo	1.477	1.686	2.016	223	257	306
petrolio e condensati	940	936	1.239	137	148	176
gas naturale	537	750	777	86	109	130
Totale	6.929	7.030	7.272	1.369	1.472	1.562
petrolio e condensati	3.948	3.783	4.138	857	921	981
gas naturale	2.981	3.247	3.134	512	551	581

Riserve certe di gas naturale
per area geografica a fine periodo
milioni di boe
3.134



Italia 24%
Africa Settentrionale 30%
Africa Occidentale 9%
Mare del Nord 12%
Resto del mondo 25%

(1) Il gas naturale è stato convertito da metri cubi in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in relazione alle caratteristiche specifiche.

(2) Comprende la produzione di gas naturale autoconsumato (23 e 26 mila boe/giorno rispettivamente nel 2002 e 2003).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (981 mila barili) è aumentata di 60 mila barili, pari al 6,5%, a seguito degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (ii) Nigeria, in particolare per l'avvio del giacimento di Abo (Eni operatore con il 50,19%); (iii) Australia, per l'avvio del giacimento di Woollybutt (Eni operatore con il 65%); (iv) Algeria, per l'avvio dei giacimenti di Ourhoud (quota Eni 4,59%) e di ROM Est (Eni operatore con il 50%); (v) Iran, per l'avvio dei giacimenti di Balal (quota Eni 38,25%) e di Darquain (Eni operatore con il 60%); (vi) Venezuela, nel giacimento di Dación (Eni operatore con il 100%); (vii) Kazakhstan, nel giacimento di Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), e in Italia per gli incrementi produttivi del giacimento di Val d'Agri. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate in Angola, a seguito della fermata per manutenzione sul giacimento di Kuito (quota Eni 20%), dal declino produttivo di giacimenti maturi in Congo e in Egitto, nonché dall'effetto delle cessioni di asset effettuate nel 2002.

La produzione giornaliera di gas naturale (581 mila boe) è aumentata di 30 mila boe, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati all'estero, in particolare in: (i) Pakistan, per l'avvio dei giacimenti di Bhit (Eni operatore con il 40%) e di Sawan (quota Eni 23,7%), nonché per l'entrata a regime del giacimento di Miano (quota Eni 15,16%) e di Zamzama (quota Eni 17,75%); (ii) Norvegia, dovuto all'acquisto della Fortum Petroleum; (iii) Trinidad & Tobago, per l'entrata a regime dei giacimenti del Blocco NMCA-1 (quota Eni 17,31%); (iv) Nigeria, per l'incremento dei volumi di gas naturale trattati presso l'impianto di Bonny (quota Eni 10,4%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e negli Stati Uniti.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 556,2 milioni di boe. Il minor volume rispetto alla produzione di 13,8 milioni di boe è dovuto essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (9,5 milioni di boe) nonché all'accumulo temporaneo di scorte tecniche legate al processo di commercializzazione e ai minori ritiri di idrocarburi all'estero rispetto alle quote di diritto (over/underlifting⁴) di 2 milioni di boe.

La produzione venduta di petrolio e condensati (354,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% al settore Refining & Marketing (75% nel 2002). La produzione venduta di gas naturale (32,73 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 43% al settore Gas & Power (44% nel 2002).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

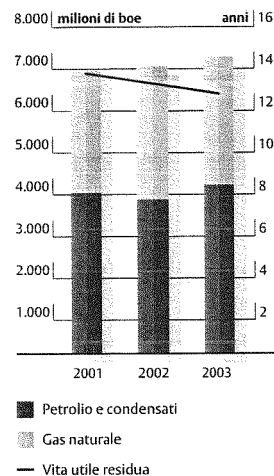
In Algeria sono state effettuate tre nuove scoperte di petrolio nel Blocco 404 (quota Eni 25%) nel deserto algerino Sud Orientale nei pressi del confine con la Tunisia con i pozzi HBNE-1 (perforato a 5 chilometri dal campo di Hassi Berkine), SFSW-1 e Bkne-Aac-A. I tre pozzi esplorativi, perforati a profondità comprese tra i 3.250 e i 3.400 metri, hanno erogato in fase di test tra i 3 e i 4 mila barili/giorno.

Nel permesso Zemoul el Kbar (Eni operatore con il 100%) il pozzo di appraisal REC 2-H ha rinvenuto la presenza di idrocarburi a una profondità di circa 3 mila metri erogando oltre 8 mila barili/giorno di petrolio. Nell'ottobre 2003 è stata dichiarata la commerciabilità del giacimento.

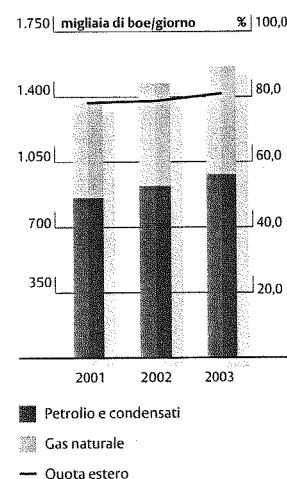
Nella seconda metà del 2003 è entrato in produzione il giacimento ROME (Eni operatore con il 50%) con un livello iniziale di circa 3 mila barili/giorno.

È in corso l'assegnazione del contratto per l'ampliamento del centro di trattamento del giacimento ROM che consentirà di aumentare la capacità da 7 a oltre 23 mila barili/giorno,

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



(4) 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.

nonché l'installazione di un'unità di trattamento e di compressione del gas e di un gasdotto per il trasferimento al centro di Bir Rebaa.

È stato completato il progetto Ourhoud (quota Eni 4,59%) per lo sviluppo del giacimento di petrolio dei Blocchi 404, 405 e 406 a oltre 300 chilometri a Sud-Est di Hassi Messaoud. Nel 2003 il giacimento ha prodotto 174 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni).

In *Egitto* sono stati assegnati all'Eni con il ruolo di operatore due permessi esplorativi: Ras el Ush e South Ferain situati nel Golfo di Suez con quote di partecipazione, rispettivamente, del 75% e del 70%. La campagna esplorativa prevede la perforazione di tre pozzi in entrambi i permessi. A seguito della partecipazione al Bid Round 2002, sono stati assegnati i Blocchi 24 e 26 Offshore Mediterranean e il Blocco 10 Western Desert nel Bid Round 2003; si è in attesa della ratifica da parte del Parlamento egiziano dell'assegnazione delle licenze all'Eni.

Nel 2003 sono stati effettuati più di 150 interventi di workover su pozzi dei giacimenti di Belayim Marine e Belayim Land (quota Eni 50%), situati nella penisola del Sinai.

Nella stessa area sono stati perforati quattro nuovi pozzi esplorativi (BM-75, Belayim Land Bay North-1, Sinai South-1 e Sinai NW-1). I primi tre pozzi, mineralizzati, sono stati allacciati alle facility di produzione esistenti e hanno consentito di incrementare le riserve recuperabili di circa 27 milioni di boe.

Sono in corso le attività di sviluppo dei giacimenti di gas delle concessioni di: (i) North Port Said (ex Port Fouad, quota Eni 50%) situata nell'offshore a circa 40 chilometri a Nord di Port Said a una profondità d'acqua compresa tra 20 e 90 metri. Gli interventi riguardano lo sviluppo del giacimento Nouras e l'ampliamento del terminale di el Gamil. Gli interventi hanno consentito di aumentare la produzione giornaliera di gas naturale di 3 mila boe in quota Eni; (ii) Baltim (quota Eni 25%) situata nell'offshore a Nord del Delta del Nilo a una distanza dalla costa compresa tra i 10 e i 45 chilometri. Gli interventi riguardano l'installazione di una piattaforma su Baltim North, la perforazione di 4 pozzi di sviluppo, il completamento di un quinto pozzo già perforato e la posa di un gasdotto. L'entrata in produzione di queste facility è prevista nel 2005 per mantenere il livello produttivo contrattuale di 6 milioni di metri cubi/giorno (37 mila boe/giorno); (iii) Tamsah (Eni operatore con il 25%) situata tra il Delta del Nilo e Port Said a una distanza dalla costa di circa 60 chilometri. Gli interventi riguardano l'installazione di una piattaforma di produzione con 8 pozzi, di cui 4 perforati, che saranno collegati alla piattaforma esistente Tamsah North West. L'entrata in produzione di queste facility è prevista a fine 2004 e consentirà di mantenere il livello produttivo contrattuale di 13,6 milioni di metri cubi/giorno (83 mila boe/giorno).

In *Libia* è in corso lo sviluppo congiunto dei giacimenti a gas, olio e condensati di Wafa, situato nel permesso NC-169A, 520 chilometri a Sud-Ovest di Tripoli, e di Bahr Essalam, situato nel permesso NC-41 nell'offshore mediterraneo, a 110 chilometri a Nord di Tripoli, con riserve recuperabili in quota Eni di circa 950 milioni di boe. L'Eni è operatore dei due giacimenti con una quota del 50%.

Nell'ambito dello sviluppo onshore (Wafa) sono stati perforati 25 pozzi (17 a gas e 8 a olio) dei 30 previsti ed è stato completato il workover di 8 pozzi esistenti (5 a gas e 3 a olio); è in corso la costruzione delle facility e la posa di pipeline di collegamento con l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica. Nell'ambito dello sviluppo offshore (Bahr Essalam), è in corso la costruzione della piattaforma Sabratha e delle relative infrastrutture, nonché dell'impianto di Mellitah. In agosto è stata avviata la posa del gasdotto della lunghezza di 520 chilometri per l'esportazione in Italia della produzione di gas naturale dei due giacimenti (v. "Gas & Power - Iniziative di sviluppo"). L'avvio del giacimento di Wafa è atteso nel quarto trimestre 2004 con una produzione in quota Eni prevista di 65 mila boe/giorno. Nel giugno 2005 è atteso l'avvio del giacimento di Bahr Essalam con un livello iniziale in quota Eni di 61 mila boe/giorno. Il picco produttivo dei due giacimenti (128 mila boe/giorno in quota Eni) è atteso nel 2006.

Nel permesso NC-174, a circa 860 chilometri a Sud di Tripoli, continua lo sviluppo del giacimento di petrolio Elephant. Oltre agli impianti di trattamento, lo sviluppo prevede la perforazione di 29 pozzi produttori, 8 pozzi d'iniezione d'acqua e 14 pozzi per produrre l'acqua da iniettare. La produzione è stata avviata, in early production, nel gennaio 2004

utilizzando le strutture esistenti nell'area. Per raggiungere la piena capacità produttiva di 150 mila barili/giorno sarà realizzata una pipeline di collegamento con il terminale di Mellitah della lunghezza di 725 chilometri. Il picco di produzione in quota Eni è previsto nel 2007 con 32 mila barili/giorno.

AFRICA OCCIDENTALE

In *Angola* nell'offshore è stato perforato nel Blocco 14 (quota Eni 20%) il pozzo di appraisal Negage-2 a 10 chilometri di distanza dal pozzo di scoperta Negage-1 che ha rinvenuto la presenza di una colonna mineralizzata a gas e olio. Nel Blocco 15 (quota Eni 20%) sono state effettuate quattro nuove scoperte di petrolio: (i) Bavuca-1, che ha erogato in fase di test 2 mila barili/giorno; (ii) Kakocha-1, che ha erogato in fase di test oltre 4 mila barili/giorno; (iii) Tchihumba-1, che ha erogato in fase di test oltre 5 mila barili/giorno; (iv) Clochas-1, che ha erogato in fase di test 2 mila barili/giorno. Sono stati perforati con esito positivo tre pozzi di appraisal di precedenti scoperte di petrolio: Saxi-2, Batuque-2 e Mondo 3/A (ciascuno ha erogato oltre 5 mila barili/giorno).

Proseguono le attività di sviluppo "Fasi A-B" nell'area denominata Kizomba all'interno del Blocco 15 finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Hungo e Chokalho con riserve recuperabili di un miliardo di barili (145 milioni in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nella seconda metà del 2004; il picco produttivo di 39 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2006. Nell'ambito della Fase B finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Kissanje e Dikanza con riserve recuperabili di 910 milioni di barili (141 milioni in quota Eni), sono stati assegnati i quattro contratti di tipo EPC per la realizzazione del progetto. L'avvio della produzione è previsto nel 2006.

Nel Blocco 14 prosegue lo sviluppo dei giacimenti di Benguela/Belize/Lobito/Tomboco con riserve recuperabili di 441 milioni di barili (76 milioni in quota Eni). Lo schema di progetto prevede due fasi: la prima svilupperà i giacimenti Benguela/Belize; la seconda Lobito e Tomboco. L'avvio della produzione è previsto nel 2006.

Nel Blocco 0 (ex Cabinda B, quota Eni 9,8%) prosegue lo sviluppo dei giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco con riserve recuperabili di 438 milioni di boe (43 milioni in quota Eni). Il gas cycling su North Sanha sarà fornito da gas associato prodotto nelle aree B e C del Blocco 0 consentendo di ridurre del 50% il gas flaring del Blocco 0 (da 11 a 5,5 milioni di metri cubi/giorno). L'avvio della produzione è previsto nel terzo trimestre 2004; il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (10 mila in quota Eni) è atteso nel 2007.

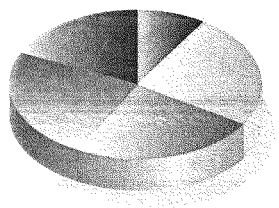
In *Nigeria* sono state effettuate tre scoperte di idrocarburi all'interno di aree in produzione situate nell'onshore: (i) nel permesso OML 63 (Eni operatore con il 20%) con il pozzo Sengana River 1 Dir; (ii) nel permesso OML 11 (quota Eni 5%) con il pozzo Bonny North 2; (iii) nel permesso OML 41 (quota Eni 5%) con il pozzo Ovhor 1 Dir DNFW. I tre pozzi di scoperta sono stati preparati per l'allacciamento alle facility di produzione esistenti.

In aprile è stata avviata la produzione del livello Abo Central del giacimento di petrolio Abo (Eni operatore con il 50,19%) situato nella concessione di produzione OML 125 nell'offshore nigeriano a una profondità d'acqua compresa tra 500 e 800 metri con riserve recuperabili in quota Eni di 41 milioni di barili. Il First Oil è stato prodotto a 19 mesi dall'approvazione del progetto. Nel quarto trimestre 2003 la produzione giornaliera ha raggiunto i 25 mila barili (12 mila in quota Eni); l'obiettivo è di produrre 45 mila barili (19 mila in quota Eni) in una fase successiva di sviluppo. Abo è il primo giacimento di petrolio entrato in produzione nelle acque profonde nigeriane.

Prosegue la realizzazione della centrale di generazione di energia elettrica di Okpai (IPP project) con entrata in esercizio attesa nella seconda metà del 2004; il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e dell'Eni di riduzione del gas bruciato in atmosfera (Zero Gas Flaring).

In ottobre è stata costituita una joint venture tra tre compagnie petrolifere internazionali (quota Eni 17%) e la compagnia di Stato NNPC per la realizzazione di un nuovo impianto di liquefazione di gas naturale presso il terminale di Brass sul delta del fiume Niger. L'accordo prevede l'avvio entro la fine del 2004 dell'ingegneria di base per la realizzazione di due treni di trat-

Produzione di petrolio e condensati
per area geografica
migliaia di barili/giorno
981



Italia 9%
Africa Settentrionale 25%
Africa Occidentale 24%
Mare del Nord 24%
Resto del mondo 18%

tamento della capacità di circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL ciascuno (equivalenti a 7 miliardi di metri cubi di gas naturale). Il gas di alimentazione sarà fornito da giacimenti operati dall'Eni e da un'altra compagnia petrolifera internazionale. La decisione finale sull'investimento sarà presa entro la fine del 2004 al completamento degli studi preliminari.

Sono in corso le attività di sviluppo e gas gathering dell'area Land per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (quota Eni 10,4%).

L'Eni partecipa con il 5% alla NASE, la principale joint venture petrolifera del Paese che copre 43 blocchi onshore. I più importanti progetti di sviluppo in corso sono Cawthorne Channel e Forcados/Yokri. L'obiettivo dei progetti è mettere in produzione 395 milioni di boe di riserve recuperabili di petrolio con avvio della produzione atteso tra la prima metà del 2004 e il 2005. In agosto sono entrati in produzione 30 pozzi di sviluppo del giacimento EA (quota Eni 12,86%) nella zona Nord Occidentale dell'offshore del delta del fiume Niger, la produzione complessiva nel 2003 è stata di 74 mila barili/giorno con un picco di 135 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni).

Nell'ambito dello sviluppo dei due giacimenti di petrolio Okono e Okpoho nel permesso offshore OML 119 (Eni operatore con il 100%), nel gennaio 2004 è stata installata sul giacimento di Okono la FPSO Mystras della capacità di trattamento di 80 mila barili/giorno e di stoccaggio di un milione di barili in sostituzione della temporary FPSO Jamestown (della capacità di trattamento di 22 mila barili). Sono stati completati cinque pozzi di sviluppo dei sei programmati del giacimento Okpoho, la cui entrata in produzione è attesa nella prima metà del 2004. Il picco produttivo dei due giacimenti, che hanno riserve recuperabili di 214 milioni di barili (66 milioni in quota Eni), è previsto nel 2004 con un livello in quota Eni di 28 mila barili/giorno.

MARE DEL NORD

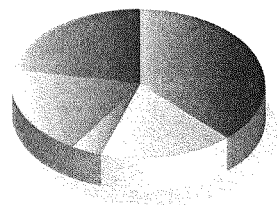
In Norvegia in marzo è stato perfezionato l'acquisto della Fortum Petroleum AS controllata dalla società finlandese Fortum Oy con un impegno finanziario complessivo di 975 milioni di dollari (compresi 719 milioni relativi all'indebitamento finanziario netto assunto). Gli asset della Fortum Petroleum (ora Eni Norge AS), localizzati nel Mare del Nord norvegese, sono costituiti in particolare dalle partecipazioni nei giacimenti in produzione di Aasgard (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%), di Brage (12,26%), di Heidrun (5,12%), nonché nel giacimento in sviluppo di Mikkel (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%) e in quello da sviluppare di Goliath (15%, operato dall'Eni con il 65% anche a seguito dell'acquisto di un'ulteriore quota del 25% da un altro partner del consorzio di sviluppo del giacimento). Fortum Petroleum possiede partecipazioni in alcune importanti infrastrutture di trasporto del gas: Haltenpipe (5%), Heidrun Gas Export (5,12%) e Aasgard Transport (5%) che collegano i giacimenti di Aasgard e Heidrun alla costa norvegese. È presente anche in Franpipe (1,29%) con il relativo terminale di Dunkerque (0,84%) in Francia e in Europipe II (3,66%) per il trasporto in Germania. A fine 2002 le riserve certe e probabili di Fortum Petroleum erano di circa 200 milioni di boe (56% petrolio e 44% gas naturale); le riserve certe erano di 159 milioni di boe. Nel 2003 la produzione giornaliera della società (44 mila boe) ha consentito di incrementare di oltre il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia. L'operazione si inquadra nella strategia di crescita delle attività upstream attraverso il rafforzamento della presenza nelle aree chiave e l'ampliamento della partecipazione in asset già posseduti al fine di generare sinergie operative.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio l'Eni ha venduto la quota di partecipazione posseduta nel permesso PL 239 (Eni operatore con il 40%) e ha acquistato la quota del 20% nel permesso PL 264 e del 7,9% del giacimento di Tyrihans nel Mare del Nord norvegese il cui sviluppo sarà avviato nel 2004 con inizio produzione atteso nel 2007.

In marzo sono state assegnate due licenze esplorative: nel permesso 34/12 e 35/10 (quota Eni 60%) e nel permesso 31/4 East of Brage (quota Eni 12,26%).

In ottobre è entrato in produzione il giacimento Mikkel (quota Eni 14,9%) il cui sviluppo è avvenuto mediante la perforazione di 4 pozzi produttori e l'installazione di due template sottomarine. Nel 2003 il giacimento ha prodotto 2 mila boe/giorno in quota Eni; il picco produttivo di 8 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2004.

Produzione di gas naturale
per area geografica
migliaia di boe/giorno
581



Italia 38%
Africa Settentrionale 17%
Africa Occidentale 4%
Mare del Nord 19%
Resto del mondo 22%

È in corso lo sviluppo del giacimento a gas e petrolio Kristin (quota Eni 9%) situato nell'area di Haltenbanken nel Mare di Norvegia dove sono in produzione i giacimenti Norne e Aasgard. L'inizio della produzione è previsto nell'ottobre 2005.

Nel Regno Unito in maggio è stata effettuata una scoperta di idrocarburi nel Blocco 29/5B (quota Eni 21,87%) situato nell'Area Centrale di Graben, nel Mare del Nord britannico, a circa 240 chilometri a Est di Aberdeen, con il pozzo esplorativo 29/5B-F7 che, perforato in 93 metri d'acqua e fino alla profondità totale di 6.074 metri, ha erogato in fase di test un milione di metri cubi/giorno di gas naturale (pari a circa 6 mila boe/giorno) e 2 mila barili/giorno di condensati. Il pozzo sarà allacciato alle facility di produzione del vicino giacimento di Franklin nello stesso Blocco.

Nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio di titoli minerari, sono state vendute le partecipazioni in alcuni giacimenti a gas nel Mare del Nord britannico ed è stata definita la vendita delle partecipazioni possedute nei giacimenti a gas Markham e JC3 localizzati nella parte meridionale del Mare del Nord con una produzione complessiva in quota Eni di circa 13 mila boe/giorno.

RESTO DEL MONDO

In Arabia Saudita, nel marzo 2004, è stata assegnata in consorzio con un'altra compagnia petrolifera internazionale e con la Saudi Aramco (Eni operatore con il 50%) la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area cosiddetta "C" di circa 52 mila chilometri quadrati situata nel bacino di Rub al Khali al confine con il Qatar e gli Emirati Arabi Uniti. Il programma esplorativo prevede l'esecuzione di prospezioni geofisiche e la perforazione di 4 pozzi. Il gas scoperto sarà commercializzato sul mercato interno per la generazione di energia elettrica, desalinizzazione e alimentazione di impianti petrolchimici; i condensati e il GPL estratti dal gas saranno commercializzati sul mercato internazionale. Il progetto segna la ripresa dell'attività upstream dell'Eni nel Paese dove aveva operato agli inizi degli anni Settanta.

In Australia in aprile è stata avviata la produzione del giacimento Woollybutt (Eni operatore con il 65%) situato nel permesso WA-234-P al largo delle coste Nord Occidentali dell'Australia a una profondità d'acqua di circa 100 metri. Lo sviluppo del giacimento con riserve recuperabili di 13 milioni di barili in quota Eni è avvenuto mediante il completamento sottomarino di pozzi, la posa di flowline e l'utilizzo di una FPSO della capacità di stoccaggio di 600 mila barili. Il giacimento ha raggiunto nell'anno il picco di produzione di 42 mila barili/giorno.

Nel blocco WA-279-P, situato nel Golfo di Bonaparte, a circa 100 chilometri dalla costa settentrionale australiana in cui è stata effettuata la scoperta a gas di Blacktip, l'Eni ha acquistato una quota del 16,5%, portando la sua al 46,15%.

Nella zona offshore di cooperazione A tra Australia e Timor Est (ZOCA), a 500 chilometri a Nord-Ovest della costa settentrionale australiana, è stata completata la costruzione, la posa e il commissioning di piattaforme e facility del giacimento a gas e condensati Bayu Undan (quota Eni 12,04%), la cui produzione è stata avviata nel febbraio 2004.

In Croazia è in corso lo sviluppo dei giacimenti a gas Marica, Ika, Ida e Annamaria con riserve recuperabili di 66 milioni di boe. L'avvio dei quattro giacimenti consentirà di incrementare la produzione giornaliera in quota Eni di 7 mila boe nel 2007.

In Indonesia nel bacino del Kutei, è stata effettuata la scoperta di Gehem-2 nell'area esplorativa di Ganal, a 70 chilometri circa dalla costa Est dell'isola di Kalimantan. Il pozzo, perforato a una profondità totale di 5.367 metri, ha confermato l'estensione degli strati mineralizzati a gas e condensati già individuati col precedente pozzo Gehem-1 e inoltre ha individuato una nuova zona mineralizzata a olio. Sono in corso gli studi di valutazione e pre-fattibilità per una early production (first gas 2006). Il piano di sviluppo prevede l'invio del gas all'impianto di liquefazione di Bontang. Il progetto costituirebbe il primo step per il "Kutei Master Plan" finalizzato allo sviluppo integrato e per fasi di tutte le scoperte effettuate.

In Iran in gennaio è stata avviata la produzione di petrolio del giacimento Balal (quota Eni 38,25%) situato nell'offshore del Golfo Persico a circa 100 chilometri dall'isola di Lavan, a

una profondità d'acqua di 70 metri. In agosto la titolarità delle operazioni è stata trasferita alla compagnia di Stato NIOC, come previsto dal contratto del tipo buy-back. Nell'anno la produzione giornaliera ha raggiunto i 29 mila barili (circa 5 mila barili in quota Eni) raddoppiando il livello iniziale; il picco produttivo di 6 mila barili in quota Eni è atteso nel 2005.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Dorood (quota Eni 45%) nelle vicinanze dell'isola di Kharg; la produzione è prevista raggiungere il picco di 10 mila barili/giorno in quota Eni nel 2005.

In ottobre è entrato in produzione il giacimento di petrolio di Darquain (Eni operatore con una quota del 60%) situato nell'onshore a circa 50 chilometri a Nord-Est di Abadan. La seconda fase di sviluppo del giacimento prevede la perforazione di 19 pozzi addizionali e l'ampliamento della capacità del centro olio a 165 mila barili/giorno, nonché di quella di iniezione di gas. Il picco produttivo di 22 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas e condensati di South Pars Fasi 4 e 5 (Eni operatore con una quota del 60%) estensione a Est del North Field del Qatar nell'offshore del Golfo Persico, il più grande giacimento al mondo di gas naturale. L'avvio della produzione è atteso nella seconda metà 2004 con un livello iniziale in quota Eni di circa 8 mila boe/giorno; il picco di 71 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

In *Kazakhstan* l'Eni è operatore nell'ambito del PSA North Caspian Sea (quota Eni 16,67%) in una joint venture formata da sette compagnie petrolifere internazionali. In maggio, in conseguenza della decisione della British Gas di uscire dall'iniziativa, tutti i partner tranne uno hanno esercitato il diritto di prelazione in proporzione alle rispettive quote di interesse nell'acquisto della partecipazione della British Gas. È stato concordato con decorrenza 1° gennaio 2003 un Sale and Purchase Agreement, la cui efficacia è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle competenti Autorità kazake. A seguito dell'accordo la quota di partecipazione dell'Eni nel progetto passerà dal 16,67% al 20,372%. L'area contrattuale copre 11 blocchi della superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. All'interno dell'area è stato scoperto nel luglio 2000 il giacimento di Kashagan che, come confermato dalla successiva attività di appraisal condotta sulla struttura rappresenta la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni, con riserve recuperabili di circa 7-9 miliardi di barili (incrementabili a 13 miliardi con l'utilizzo delle tecniche di reiniezione del gas). Il 30 giugno 2002 il Consorzio guidato dall'Eni e le Autorità kazake hanno dichiarato la commercialità del giacimento di Kashagan e, a fine 2002, il Consorzio ha presentato alle Autorità kazake il piano di sviluppo del giacimento. A fine giugno 2003 è stata inoltre completata l'ingegneria di front end (FEED) relativa alla prima fase di sviluppo di Kashagan. A seguito della firma del Supplemental Agreement e di altri documenti correlati, il 25 febbraio 2004 è stato approvato il Piano di Sviluppo di Kashagan. Il piano, articolato in più fasi, 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 miliardi in quota Eni). L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenteranno a 450 mila al compimento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Nel 2003 sono proseguite sia l'attività di appraisal del giacimento sia la campagna esplorativa sull'area contrattuale. In marzo è stata completata la fase di testing del terzo e quarto pozzo di appraisal, KE-4 e KE-5, la cui perforazione era stata avviata nel 2002. In aprile è iniziata la perforazione del quinto pozzo di appraisal, KE-6; a fine anno, completata la fase di perforazione, è stato effettuato il primo test di produzione. È stata completata con successo la perforazione e il testing di altri due pozzi esplorativi di "commitment": Kashagan SouthWest-1 e Aktote-1 avviati, rispettivamente, in aprile e in maggio 2003. Il pozzo Kashagan SouthWest-1, perforato alla profondità totale di 5.875 metri ha rinvenuto la presenza di idrocarburi e ha erogato in fase di test oltre 2 mila barili/giorno. Anche il pozzo Aktote-1, perforato alla profondità totale di 4.267 metri, ha rinvenuto la presenza di idrocarburi e ha erogato in fase di test, circa 1.500 barili/giorno. All'inizio della stagione invernale, l'attività sul sesto e ultimo pozzo esplorativo di commitment Kairan-1 avviato nei primi giorni di luglio è stata sospesa, riprenderà nella primavera del 2004.

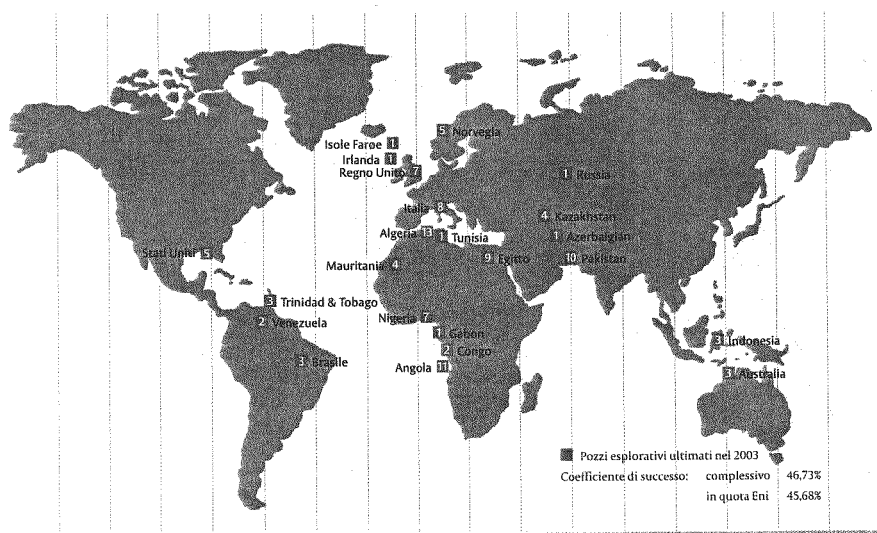
A fine maggio 2003 è stato approvato dalle Autorità kazake il piano di appraisal della struttura di Kalamkas, dove nel 2002 è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo esplorativo Kalamkas-1. Il rilievo sismico 3D è stato completato alla fine di ottobre.

L'Eni è cooperatore insieme a British Gas del progetto Karachaganak (quota Eni 32,5%) in un consorzio formato da quattro compagnie petrolifere internazionali. Lo sviluppo del giacimento a gas e condensati è previsto in diverse fasi, in accordo al Final Production Sharing Agreement. In luglio è stata completata la seconda fase che ha riguardato in particolare: (i) la realizzazione dell'impianto di trattamento dei condensati (Karachaganak Processing Complex - KPC) della capacità di 150 mila barili/giorno e della centrale di compressione per l'iniezione in giacimento di parte del gas acido prodotto (6,6 miliardi di metri cubi/anno) a pressioni di circa 500 atmosfere; (ii) la posa di un oleodotto per l'esportazione del diametro di 24 pollici e della lunghezza di 635 chilometri che collega il giacimento ad Atyrau, punto di raccordo con l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 65 mila barili/giorno. L'avvio dell'impianto KPC ha reso necessarie operazioni di ottimizzazione dei parametri di processo per la stabilizzazione e la rimozione dei mercaptani dai condensati. I lavori di ottimizzazione sono stati completati nella fase di avviamento dell'impianto. Tuttavia, questa fase ha messo in evidenza inconvenienti di tenuta meccanica nella maggior parte dei servizi ausiliari che hanno portato alla sospensione temporanea delle operazioni di messa in marcia dell'impianto KPC; sono in corso i lavori correttivi. La messa in marcia dell'impianto e la produzione relativa alla seconda fase è attesa nell'aprile 2004. In ogni caso il campo di Karachaganak continua a produrre dall'Unità 3 che invia gas e condensati agli impianti di Orenburg in Russia (circa 280 mila boe/giorno).

In Pakistan in gennaio è entrato in produzione il giacimento a gas Bhit (Eni operatore con il 40%) situato a 180 chilometri a Nord di Karachi con riserve recuperabili di 160 milioni di boe e una produzione a regime di circa 18 mila boe giorno in quota Eni.

Nel permesso Kadanwari (quota Eni 18,42%) è stato perforato il pozzo K14, esterno al giacimento, che è risultato mineralizzato. È in corso l'allacciamento all'impianto di trattamento. Nel blocco Sawan (quota Eni 23,68%) nel giugno 2003 è iniziata, in anticipo sui programmi, la produzione dell'impianto di trattamento del gas naturale previsto dalla fase 1 di sviluppo; a settembre è stata completata anche la fase 2 con l'aggiunta di altri 3 pozzi. La produzione a regime, attesa nel 2005, è di circa 13 mila boe giorno in quota Eni.

Nel giugno 2003 è stata completata la fase 1 di sviluppo del giacimento a gas Zamzama (quota Eni 17,75%), con riserve recuperabili di 305 milioni di boe. I due pozzi Zamzama N-1 e Zamzama E-1 hanno verificato la presenza di riserve aggiuntive esterne al giacimento principale, per il cui sviluppo sono in corso studi.



Attività esplorative

Negli Stati Uniti sono stati perforati, rispettivamente in gennaio e in maggio, il primo e il secondo pozzo di appraisal (K2-2 e K2-3) del giacimento K2 nel Blocco Green Canyon 562-3 (quota Eni 18,17%) nell'offshore del Golfo del Messico che hanno confermato le riserve recuperabili del giacimento stimate in 100 milioni di boe e rivelato un'estensione in profondità e in larghezza superiori alle previsioni iniziali. L'Eni è operatore dello sviluppo del giacimento, il cui avvio è previsto all'inizio del 2005 con il picco di 5 mila boe/giorno atteso nel 2007.

A fine novembre è stata avviata la produzione del giacimento Medusa (quota Eni 25%) situato nell'offshore profondo del Golfo del Messico a circa 64 chilometri dalle coste della Louisiana. Il giacimento scoperto alla fine del 1999, a una profondità d'acqua di 670 metri, ha riserve recuperabili di 70 milioni di boe (18 milioni in quota Eni).

In Trinidad & Tobago sono entrati in produzione i giacimenti di gas naturale Ixora e Chaconia, rispettivamente a luglio e settembre, nell'ambito del progetto di sviluppo congiunto dei giacimenti scoperti nel Blocco offshore NMCA-1 unitizzato con il Blocco 9 (quota Eni 17,3075%), dove è già in produzione il giacimento Hibiscus, situati a 50 chilometri a Nord di Trinidad & Tobago. Lo sviluppo dei giacimenti, con riserve recuperabili di 450 milioni di boe, prevede l'invio del gas prodotto all'impianto di liquefazione di Point Fortin da dove è esportato in Georgia per la commercializzazione sul mercato statunitense. Sono stati firmati tre contratti di fornitura del GNL; (i) due con la British Gas LNG Services entrambi con decorrenza gennaio 2004; uno della durata di 22 anni con opzione di ridurla a 17 e l'altro di 21 anni con opzione di ridurla a 14; (ii) uno con la British Gas Supply Trinidad Ltd, della durata di 10 anni con opzione di ridurla a 4 anni e con decorrenza primo trimestre 2006.

In Venezuela in aprile è stato approvato il progetto di sviluppo del giacimento di Corocoro (quota Eni 26%) nel Golfo di Paria Ovest. Lo sviluppo previsto in più fasi ha come primo obiettivo di raggiungere la produzione giornaliera di circa 15 mila barili in quota Eni. Lo stesso consorzio ha acquistato il 75% di un'area esplorativa situata nella parte orientale del Golfo di Paria. Nel campo di Dación (Eni operatore 100%) si è conclusa nel 2003 la Fase I dell'ampliamento delle facility di produzione, portando la capacità giornaliera di trattamento a 255 mila barili di fluido (olio e acqua). Con il completamento della Fase II (metà 2004) si potrà innalzare ulteriormente la capacità di trattamento giornaliero dei fluidi totali. Nel 2004 l'Eni ha firmato con la compagnia di Stato venezuelana (PDVSA) un accordo di cooperazione per lo studio di progetti di esplorazione e produzione di comune interesse in Venezuela, per lo sviluppo congiunto di tecnologie per l'addestramento e la formazione professionale di personale venezuelano.

ITALIA

L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i pozzi a gas: (i) Annamaria 2, terminato in gennaio nella concessione A.C14.AG (Eni 90%) nell'offshore adriatico; (ii) Elettra 2, perforato in aprile nel permesso BR250 AG (Eni 100%) nell'offshore adriatico; (iii) Panda W-1, perforato nell'offshore siciliano al largo della costa di Agrigento dove nel 2002 era stato perforato il pozzo a gas Panda 1 (Eni operatore con il 37,5%); (iv) Capparuccia 1, perforato in agosto nel permesso di Ponzano di Fermo (Eni 100%) nell'onshore marchigiano.

È in corso lo sviluppo del giacimento di petrolio Miglianico; l'avvio della produzione è previsto a inizio 2006.

Nell'ambito del progetto di sviluppo dei giacimenti della Val d'Agri, è in corso la realizzazione del quarto treno di trattamento e la perforazione di altri 11 pozzi produttori, in aggiunta ai 27 realizzati (di cui 15 in produzione). Nel 2003 la produzione giornaliera in quota Eni è stata di 55 mila boe di cui 2.500 boe dai Long Production Test di Cerro Falcone e Monte Enoc; il picco produttivo di 79 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2005.

È in corso lo sviluppo dei tre giacimenti a gas Tea, Arnica e Lavanda a 60 chilometri dalla costa adriatica. La prima produzione è prevista a inizio 2005, con il raggiungimento nello stesso anno della produzione di regime di circa 5 mila boe/giorno in quota Eni.

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio di attività, nel gennaio 2004 l'Eni ha venduto alla società Gas Plus l'intero capitale di Stargas SpA (100% Eni) cui era stato conferito il ramo d'azienda SPI, composto da: (i) 42 concessioni di coltivazione di gas naturale e condensati e da 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 trasporto gas; (iii) terreni e fabbricati.

cati; (iv) la partecipazione nella società Reggente (81,63%). Il completamento della transazione è previsto nell'aprile 2004. Nel 2003 la produzione di Stargas è stata di circa 5 mila boe/giorno, prevalentemente gas.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici (5.681 milioni di euro) sono aumentati di 66 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'1,2%.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 635 milioni di euro (di cui il 91% all'estero). All'estero l'attività esplorativa ha riguardato essenzialmente i seguenti paesi: Kazakhstan, Egitto, Norvegia, Stati Uniti, Nigeria e Angola; in Italia la ricerca esplorativa ha riguardato principalmente l'offshore del Mar Ionio e del Mare Adriatico, le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree onshore dell'Italia Centro Meridionale e della Sicilia.

Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 5.015 milioni di euro (di cui il 91% all'estero). All'estero gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare i seguenti paesi: Libia, Iran, Angola, Nigeria, Egitto e Kazakhstan; in Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri.

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita dall'Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'articolo 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio⁵ rilasciate dal Ministero delle attività produttive.

Con la delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stogit ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha impugnato le delibere n. 26/2002 e n. 49/2002 per ottenerne l'annullamento davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Il 3 febbraio 2004 la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza di primo grado. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dall'Autorità.

La Stogit ha progredito nella riorganizzazione delle attività, ottimizzando i processi e le risorse, al fine di migliorare l'efficienza dei servizi richiesti nell'ambito della regolazione e di ampliare la gamma degli altri servizi offerti. Dall'inizio dell'attività la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi verso terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 35%.

(5) Di cui due attualmente non operative.

	2001	2002	2003
Capacità disponibili			
Modulazione e minerario (miliardi di metri cubi)	6,3	7,1	7,1
Quota utilizzata dall'Eni (%)	89	66	53
Strategico (miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti di modulazione e minerario (numero)	4	14	24

gas & power

È stata avviata in agosto la posa del gasdotto sottomarino Greenstream, la nuova via d'importazione di gas naturale in Italia. L'infrastruttura collegherà Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia coprendo circa 520 chilometri alla profondità massima di circa 1.130 metri e trasporterà a regime 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 miliardi in quota Eni) provenienti dai giacimenti libici. I volumi disponibili a regime sono stati già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura a lungo termine contribuendo all'ulteriore apertura del mercato del gas in Italia. Il completamento dei lavori di posa è previsto entro il 2004.

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale del settore gas, è stato acquistato il 50% della società spagnola Unión Fenosa Gas con un investimento di 442 milioni di euro. Attiva in tutte le fasi della catena del gas naturale, attraverso diverse società controllate, Unión Fenosa Gas rappresenta un partner importante per l'Eni nel conseguimento dell'obiettivo di sviluppare una presenza significativa nel mercato spagnolo del gas naturale che presenta interessanti prospettive di crescita.

Nel corso dell'anno sono state avviate le forniture alla società di Stato turca Botas del gas di provenienza russa trasportato attraverso il sistema sottomarino Blue Stream che collega la costa russa alla costa turca del Mar Nero. Nel 2003 la Botas ha ritirato circa 1,3 miliardi di metri cubi di gas (633 milioni in quota Eni). I volumi di gas trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente per raggiungere a regime, nel 2010, circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni).

Prosegue l'attuazione del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica con l'obiettivo di raggiungere circa 5,3 gigawatt di potenza installata entro il 2006. Gli investimenti previsti ammontano complessivamente a circa 2,3 miliardi di euro di cui 1,2 già realizzati. Nell'ambito di tale sviluppo, nel 2003 è stata avviata la realizzazione di centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale della potenza di 3,8 gigawatt presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Mantova e Ravenna. La marcia commerciale della potenza in corso di installazione è prevista in successive fasi tra il 2004 e l'inizio del 2006. A regime i volumi di gas naturale dell'Eni destinati alla produzione di energia elettrica raggiungeranno i 6-7 miliardi di metri cubi/anno.

Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di circa 50 milioni di euro.

(milioni di €)

	2001	2002	2003
Ricavi	16.098	15.297	16.068
Utile operativo	3.672	3.244	3.627
Investimenti tecnici	1.065	1.315	1.760
Investimenti in partecipazioni	128	158	3.156
Dipendenti a fine periodo (numero)	14.286	13.317	12.982

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2003 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla distribuzione primaria sono stati di 66,42 miliardi di metri cubi con un aumento di 2,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 3,7%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (54,30 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'82% del totale (80% nel 2002) con un aumento di 2,94 miliardi di metri cubi, pari al 5,7%, riguardante essenzialmente gli acquisti per trading (1,17 miliardi di metri cubi), in particolare di gas di produzione Eni nel Regno Unito, le forniture dalla Norvegia (0,61 miliardi di metri cubi), dalla Russia (0,3 miliardi di metri cubi, a seguito dell'entrata a regime del contratto di fornitura stipulato nel 1996) e dalla Croazia (0,34 miliardi di metri cubi). L'aumento degli acquisti di GNL da "Altri" è connesso all'esecuzione del contratto di fornitura di gas alla società Iberdrola.

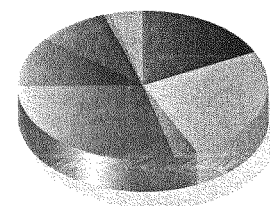
I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale (12,12 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato il 18% del totale approvvigionato (20% nel 2002) con una diminuzione di 0,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,84 miliardi di metri cubi (nel 2002 vi era stata un'immissione di 1,43 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamento di gas naturale		(miliardi di metri cubi)		
	2001	2002	2003	
Italia	14,62	12,67	12,12	
Russia	19,51	18,62	18,92	
Algeria	18,39	16,35	16,53	
Paesi Bassi	7,00	7,55	7,41	
Norvegia	1,10	4,83	5,44	
Croazia		0,31	0,65	
Acquisti per trading e altro		1,48	2,65	
Algeria (GNL)	1,79	1,92	1,98	
Altri (GNL)		0,30	0,72	
Estero	47,79	51,36	54,30	
Totale acquisti distribuzione primaria ⁽¹⁾	62,41	64,03	66,42	
Prelievi (immissioni) da stoccaggio	0,13	(1,43)	0,84	
Perdite di rete e differenze di misura	(0,58)	(0,14)	(0,24)	
Disponibilità per la distribuzione primaria	61,96	62,46	67,02	
Disponibilità per la distribuzione secondaria all'estero	3,91	3,79	4,44	
	65,87	66,25	71,46	

(1) Dal 2003 il settore Gas & Power è responsabile dell'attività di commercializzazione, prevalentemente nel Mare del Nord, di gas di acquisto svolta in precedenza direttamente dal settore Exploration & Production. Ai fini di consentire un confronto omogeneo, i volumi acquistati e venduti nel 2002 sono stati rettificati in aumento di 1,70 miliardi di metri cubi.

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria per area geografica
miliardi di metri cubi
66,42



- Italia 18%
- Algeria 25%
- Algeria (GNL) 3%
- Russia 29%
- Paesi Bassi 11%
- Norvegia 8%
- Altri GNL 1%
- Croazia 1%
- Acquisti per trading e altro 4%

Vendite di gas naturale

Nel 2003 le vendite di gas naturale (71,46 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 5,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 7,9%.