

tata da 7 a 9,9 milioni di metri cubi/giorno; (ii) Baltim (Eni 25%) dove proseguono i lavori di installazione della piattaforma Baltim North e di costruzione delle relative *facility onshore* ad Abu Madi, con completamento previsto a fine 2005, con l'obiettivo di soddisfare la produzione giornaliera contrattuale di 6 milioni di metri cubi/giorno (1,8 milioni in quota Eni); (iii) El Temsah (Eni operatore con il 25%) dove è in corso il progetto El Temsah articolato in quattro Fasi. Nel primo trimestre 2005 è previsto l'avvio della produzione dalla piattaforma Temsah 4 (Fase 2), recentemente installata, che consentirà di compensare la riduzione conseguente all'incidente occorso in agosto alla piattaforma Temsah NW. Il picco di produzione della concessione di 5,2 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2008.

Libia Nel gennaio 2004 è iniziata, in *early production*, la produzione del giacimento a olio Elephant situato nel permesso NC-174 (Eni 33,33%), a circa 860 chilometri a Sud di Tripoli. Sono in corso: (i) le attività di perforazione e di *workover* dei 51 pozzi di sviluppo previsti nel progetto; (ii) la costruzione del nuovo oleodotto della lunghezza di 725 chilometri che collegherà il giacimento al terminale di Mellitah. Sono entrati in esercizio il primo e il secondo treno di trattamento, rispettivamente in aprile e in agosto, ciascuno della capacità di 100 mila barili/giorno. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Nell'ambito del progetto *Western Libyan Gas* è stata avviata la produzione di olio (luglio) e gas/condensati (agosto) del giacimento Wafa nel permesso *onshore* NC-169A. Complessivamente a dicembre la produzione del giacimento ha raggiunto il livello di 45 mila boe/giorno in quota Eni. È in corso lo sviluppo del giacimento Bahr Essalam situato nel permesso NC-41, nell'*offshore* mediterraneo, il cui avvio della produzione è previsto a metà 2005. Il picco produttivo dei due giacimenti di 240 mila boe/giorno (124 mila boe in quota Eni) è atteso nel 2006.

Come programmato le consegne di gas in Italia sono state avviate il 1° ottobre attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream* che collega Mellitah a Gela, in Sicilia. Il gasdotto consentirà l'esportazione in Italia e la vendita a terzi di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas (4 in quota Eni - v. "Gas & Power - Iniziative di sviluppo").

AFRICA OCCIDENTALE

Angola La licenza esplorativa del Blocco 14 (Eni 20%) è stata rinnovata fino al 1° marzo 2007.

Nel Blocco 14K/A-IMI (Eni 10%), derivante dall'unitizzazione di aree appartenenti in precedenza al Blocco 14 e al Blocco Haute Mer (Congo), è stata effettuata una scoperta con il pozzo Lianzi 1 che ha erogato in fase di test 12 mila barili/giorno di petrolio di ottima qualità.

Nel maggio 2004 è stata ratificata l'estensione fino al 31 dicembre 2030 della licenza di esplorazione e produzione del Blocco "0" - in Cabinda (Eni 9,8%) dove prosegue lo sviluppo dei giacimenti a olio e condensati North Sanha e Bomboco. Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una FPSO (*Floating Production Storage Offloading*) per l'esportazione di GPL, che sarà la più grande al mondo per GPL. Il *gas cycling* su Sanha consentirà di ridurre del 50% il gas del Blocco "0" attualmente bruciato in atmosfera. La produzione è stata avviata nel gennaio 2005 e raggiungerà il picco di 100 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni) nel 2007.

È in fase di realizzazione il progetto BBLT che prevede lo sviluppo dei giacimenti a olio Benguela, Belize, Lobito e Tomboco, a una profondità d'acqua compresa tra 300 e 500 metri, nel Blocco 14 (Eni 20%). Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una *Compliant Tower* sulla quale saranno installate le *facility* di produzione. L'avvio della produzione è previsto nel 2006 con il picco produttivo di 214 mila barili/giorno (34 mila barili in quota Eni) atteso nel 2008.

Nell'agosto 2004 è iniziata la produzione dei giacimenti a olio Hungo e Chocalho, a una profondità d'acqua di circa 1.500 metri, nell'ambito della fase A dello sviluppo dei numerosi giacimenti scoperti nell'area denominata Kizomba, nel Blocco 15 (Eni 20%). Il progetto prevede la perforazione di 59 pozzi che saranno completati con un sistema sottomarino e allacciati a una piattaforma TLP (*Tension Leg Platform*) collegata a una FPSO della capacità di 250 mila barili/giorno che attualmente è la più grande al mondo nel suo genere. Il picco produttivo di 43 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

È in corso di realizzazione la fase B del progetto, finalizzata alla messa in produzione dei due giacimenti Kissanje e Dikanza secondo uno schema analogo a quello della fase A. L'avvio della produzione è previsto entro fine 2005 con il picco produttivo di 250 mila barili/giorno (43 mila in quota Eni) atteso nel 2007.

Sempre nel Blocco 15, nel 2004 è stato approvato il progetto Mondo nell'ambito della fase C di sviluppo dell'area di Kizomba.

Congo Nel febbraio 2004 è stata effettuata una scoperta di petrolio nel Permesso Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) con il pozzo esplorativo Pegase Nord Marine 1 che ha erogato in fase di test 14 mila barili/giorno da quattro livelli mineralizzati. La perforazione, avvenuta con l'utilizzo del mezzo navale Saipem 10000, ha raggiunto la profondità finale di 3.900 metri.

Nel 2004 sono continuati gli studi di valutazione del potenziale esplorativo dei blocchi operati da Eni.

Nigeria Sono state effettuate tre scoperte di idrocarburi all'interno di aree in produzione *onshore*: (i) nel permesso OML 63 (Eni operatore con il 20%) con i pozzi Osiama Creek South 1 Dir & 2 Dir entrambi mineralizzati a olio; (ii) nel permesso OML 74 (Eni 12,86%) con il pozzo JK G-1x mineralizzato a olio e gas.

Proseguono le attività di sviluppo di giacimenti nei permessi OML 60 e 61 (Eni operatore con il 20% in entrambi) destinati alla fornitura di gas all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%); a regime le forniture di gas di produzione Eni all'impianto saranno di 24,1 milioni di metri cubi/giorno.

È stata avviata l'attività di ingegneria (FEED) relativa alla realizzazione del secondo impianto di liquefazione Brass LNG (Eni 17%). L'Eni fornirà 24,1 milioni di metri cubi/giorno per i primi due treni.

Proseguono i lavori di costruzione della centrale di generazione di energia elettrica di Kwale-Okpai (*Independent Power Plant* - Eni operatore con il 20%) che sarà alimentata dal primo trimestre 2005 dai giacimenti a gas di Kwale, del permesso OML 60, che forniranno a regime 2 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e dell'Eni di eliminazione totale del gas bruciato in atmosfera ("Zero Gas Flaring").

Prosegue lo sviluppo del giacimento a olio Bonga (Eni 12,5%) situato nel permesso *offshore* OML 118 a una profondità d'acqua compresa tra 950 e 1.150 metri. L'attività esplorativa, tuttora in corso, ha dato esiti positivi con il pozzo Bonga Ovest che ha rinvenuto diversi livelli mineralizzati a olio. L'avvio della produzione è previsto a fine 2005 con una portata di picco di circa 190 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) attesa nel 2007.

Nel permesso OML 119 (Eni operatore del contratto di servizio) nel gennaio 2004 è entrata in esercizio la FPSO Mystras. È stata completata la perforazione, il collegamento e la messa in produzione dei pozzi della piattaforma Okpoho. Attualmente la produzione complessiva dei due giacimenti a olio Okono e Okpoho è di circa 55 mila barili/giorno (27 mila in quota Eni).

L'Eni partecipa con il 5% alla NASE, la principale *joint venture* petrolifera del Paese che dispone di 36 blocchi *onshore*. I più importanti progetti di sviluppo in corso sono Cawthorne Channel e Forcados/Yokri che prevedono la perforazione di pozzi di *infilling* in giacimenti già in produzione e il potenziamento delle *facility* di produzione esistenti. La produzione di gas sarà avviata nel primo semestre 2005 da Cawthorne Channel (3,8 milioni di metri cubi/giorno) e a ottobre da Forcados/Yokri (2,3 milioni di metri cubi/giorno) e sarà destinata all'impianto di liquefazione di Bonny. Il picco produttivo dei due giacimenti di 90 mila barili/giorno di olio (5 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

MARE DEL NORD

Norvegia Nel giugno 2004 sono state assegnate all'Eni quattro licenze esplorative (PL324, PL329, PL325 e PL323) nel Mare di Norvegia, di cui le ultime due come operatore al 40%. L'Eni ritiene che le aree assegnate abbiano un notevole potenziale minerario e rappresentino una nuova opportunità di rafforzamento del posizionamento strategico in Norvegia.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas e petrolio Kristin (Eni 9%) situato nel permesso PL 134 nell'area di Haltenbanken. L'inizio della produzione è previsto nell'ottobre 2005; il picco produttivo di 211 mila boe/giorno (19 mila in quota Eni) è atteso nel 2006. Nello stesso permesso è stato perforato con successo il pozzo esplorativo Linerle alla profondità finale di 2.317 metri.

Nel Permesso PL 128 (Eni 11,5%) è in corso lo sviluppo dei giacimenti prevalentemente a petrolio Svale e Staer. La vicinanza con le infrastrutture di produzione e di trasporto di Norne (Eni 6,9%) consentirà l'ottenimento di sinergie. L'inizio della produzione è previsto a fine 2005; il picco produttivo di 6 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2006.

Regno Unito Nel Permesso P/362 Blocco 29/5b (Eni 21,87%) nel Mare del Nord britannico è in corso lo sviluppo del giacimento West Franklin con la perforazione di due pozzi che saranno allacciati alle *facility* di produzione della piattaforma di Elgin/Franklin. L'avvio della produzione è previsto nel 2005.

RESTO DEL MONDO

Arabia Saudita Nel marzo 2004 è stata assegnata in consorzio, con Eni operatore con il 50%, la licenza esplorativa per la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale dell'area "C", vasta circa 52 mila chilometri quadrati posta nel bacino di Rub al Khali. Il programma esplorativo prevede l'esecuzione di prospezioni geofisiche e la perforazione di 4 pozzi in un arco di cinque anni. In caso di scoperta commerciale, la durata contrattuale della fase produttiva sarà di 25 anni, con possibilità di estensione fino a un massimo di 40 anni. Il gas scoperto sarà commercializzato sul mercato interno per la generazione di energia elettrica, la desalinizzazione a scopo potabile dell'acqua marina e l'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.

Australia Nel giugno 2004, nel Permesso WA-25-L (Eni operatore con il 65%), adiacente al Permesso WA-234-P dove è situato il giacimento Wollybutt, è iniziata la perforazione del pozzo di *appraisal* Scallybutt-1 che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi sul fianco occidentale di Wollybutt. Sono in corso le valutazioni dell'entità delle riserve aggiuntive scoperte.

Nel febbraio 2004 è stata avviata la produzione di liquidi del giacimento di liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%) situato a una profondità d'acqua di 80 metri nel Blocco Zoca 91/12-13, nelle acque di cooperazione internazionale tra Australia e Timor Est. Nel 2004 il giacimento ha prodotto circa 6 mila barili/giorno in quota Eni. Il picco produttivo di 160 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nel novembre 2004 è stato firmato il contratto ventennale per la fornitura di 21,3 miliardi di metri cubi di gas alla società Alcan, produttrice di alluminio. Il gas sarà prodotto dal giacimento di Blacktip (Eni 46,15%) nel bacino offshore di Bonaparte. L'avvio della commercializzazione è previsto nel 2007.

Croazia È in corso lo sviluppo integrato dei giacimenti a gas Marica, Ika, Ida, Annamaria, Ivana C e Katarina, ubicati nell'*offshore* adriatico (Eni 50%). Nel novembre 2004 è iniziata la produzione del giacimento Marica con 2 mila boe/giorno in quota Eni. Complessivamente i nuovi giacimenti raggiungeranno il picco produttivo di 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2007.

Indonesia Nell'area esplorativa di Ganal (Eni 20%), nel bacino del Kutei, i pozzi esplorativi Gehem-2 e Gehem-3, perforati alla profondità finale rispettivamente di 5.360 e 5.000 metri, hanno confermato l'estensione della scoperta a gas e condensati Gehem-1; è stata individuata inoltre una nuova zona mineralizzata a olio. Il progetto di sviluppo di Gehem prevede l'invio del gas all'impianto di liquefazione di Bontang nell'ambito del *Kutei Master Plan* finalizzato allo sviluppo integrato e per fasi di tutte le scoperte effettuate nell'area (oltre a Gehem, Gada, Gula e Ranggas).

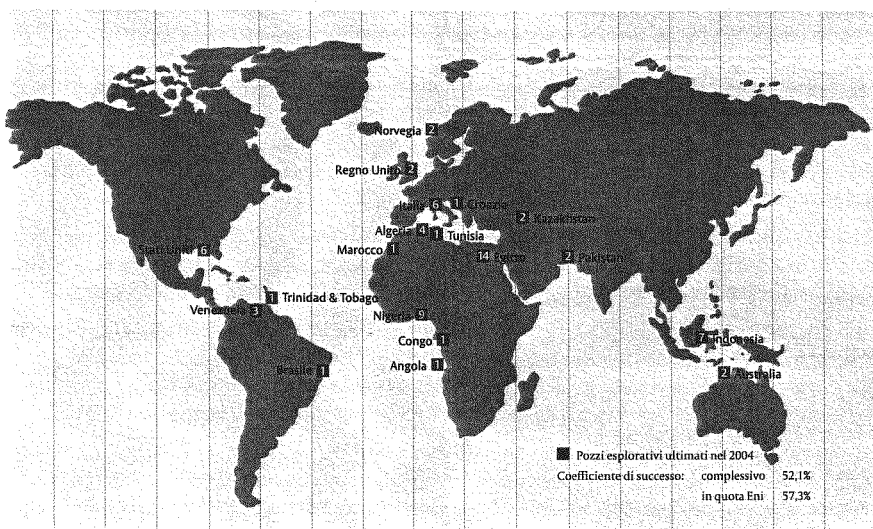
È stato perforato alla profondità di 5.335 metri il pozzo esplorativo Gula-3, *appraisal* del pozzo di scoperta Gula, che ha consentito di rilevare ulteriori livelli mineralizzati a gas.

Iran Nel 2004 è stata avviata la produzione del giacimento a gas e condensati South Pars, fasi 4 e 5 (Eni operatore con il 60%). Il progetto prevede: (i) la perforazione di 24 pozzi; (ii) l'installazione di due piattaforme di produzione in una profondità d'acqua di circa 70 metri e le *facility* di trasporto del raw gas a terra; (iii) la realizzazione di un centro di trattamento presso Assaluyeh per la separazione di etano, propano, butano e condensati. A fine 2004 la produzione ha superato i 20 milioni di metri cubi/giorno di gas e a regime raggiungerà i 20 miliardi di metri cubi/anno e si otterranno, attraverso la separazione, un milione di tonnellate/anno di propano e butano e 80 mila barili/giorno di condensati. A dicembre è stata avviata la produzione di liquidi con circa 30 mila barili/giorno in quota Eni; il picco produttivo di 53 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2008.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a olio Darquain (Eni operatore con il 60%) situato nell'*onshore* a circa 50 chilometri a Nord-Est di Abadan. È stata completata la prima fase con la perforazione di 8 pozzi, la realizzazione di un centro olio e delle relative *facility* raggiungendo l'obiettivo di produzione di 50 mila barili/giorno (circa 4 mila in quota Eni). È stata avviata la seconda fase che prevede la perforazione di 19 pozzi e l'ampliamento della capacità del centro di trattamento fino a 165 mila barili/giorno con iniezione di gas. Il picco produttivo di circa 17 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Dorood (Eni 45%) nelle vicinanze dell'isola di Kharg; il completamento delle operazioni di perforazione dei pozzi è atteso nel 2006. Il picco produttivo del progetto di 85 mila barili/giorno (10 mila in quota Eni) è atteso a fine 2005.

Kazakhstan L'Eni è operatore con il 16,67% del PSA North Caspian Sea, un consorzio formato da sette compagnie petrolifere internazionali finalizzato alla ricerca e alla produzione di idrocarburi nell'area *offshore* dove è stato scoperto il giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni. Il 25 febbraio 2004 è stato approvato dalle Autorità kazake il piano di sviluppo del giacimento che prevede la messa in produzione in fasi successive di riserve recuperabili di 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas. L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenterà a 450 mila al completamento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Gli investimenti per lo sviluppo del giacimento sono stimati in 29 miliardi di dollari (quota Eni 5 miliardi). L'ammontare non include il costo delle infrastrutture per il trasporto della produzione del giacimento verso i mercati internazionali. Il consorzio sta valutando una serie di opzioni, una delle quali prevede la posa di una linea di raccordo con l'oleodotto Baku-Tiblisi-Cehyan (Eni 5%) in fase di completamento. Nell'ambito della prima fase di sviluppo del giacimento sono stati asse-



Attività esplorative

gnati contratti del valore complessivo di oltre 5 miliardi di dollari per la realizzazione delle infrastrutture di sviluppo e di produzione *offshore* (impianti di perforazione, di trattamento e di reiniezione del gas acido al fine di massimizzare il recupero del petrolio), nonché degli impianti di trattamento *onshore*. Nella realizzazione del progetto saranno impiegate le più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento e alla presenza di acido solfidrico.

In luglio è stata completata con successo la fase di *testing* del pozzo esplorativo Kairan-1, ultimo dei sei pozzi di *commitment* previsti dal contratto. Nel 2004, l'attività di *appraisal* nell'area contrattuale ha continuato a fornire risultati positivi sia sul giacimento Kashagan sia su Aktote (una delle altre quattro scoperte effettuate). Nell'ottobre 2004 è stata completata con successo la fase di *testing* del primo pozzo di sviluppo di Kashagan KEA-01-Dir.

Il 16 maggio 2003 tutti i partner del consorzio, tranne uno, hanno esercitato il diritto di prelazione, in proporzione alle rispettive quote di interesse, all'acquisto della quota (16,67%) messa in vendita dalla British Gas. Il perfezionamento della transazione, subordinato all'autorizzazione delle competenti Autorità kazake, consentirebbe all'Eni di aumentare la quota di partecipazione nel progetto dal 16,67% al 20,372%; tuttavia il Governo kazako ha manifestato l'interesse a rilevare l'intera quota di British Gas.

Eni è cooperatore, con il 32,5%, insieme a British Gas, del progetto Karachaganak nel 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*. Il 9 giugno l'Eni ha effettuato attraverso l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium (nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 3 milioni di tonnellate/anno) il primo carico del petrolio di Karachaganak al terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero. Negli ultimi mesi del 2004 la produzione di liquidi ha raggiunto il livello di 232 mila barili/giorno (70 mila in quota Eni).

Stati Uniti Nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico sono stati perforati i pozzi *appraisal* di Ulysses nel Blocco Mississippi Canyon 583/2 (Eni 29,375%) e di St. Malo nel Blocco Walker Ridge 678 (Eni 1,25%) che hanno confermato la presenza di riserve recuperabili.

Nel Blocco Green Canyon 298 (Eni operatore con il 100%) è stato scoperto il giacimento a olio Allegheny South. L'avvio della produzione è previsto nel 2005 grazie all'utilizzo delle infrastrutture del vicino giacimento Allegheny.

È in corso lo sviluppo dei giacimenti Timon e K2 nei Blocchi unitizzati Green Canyon 563-562 (Eni operatore con il 18,17%). L'avvio della produzione è previsto nel 2005 con il picco di 32 mila boe/giorno (5 mila in quota Eni) atteso a fine anno.

ITALIA

L'attività esplorativa ha dato esiti positivi nell'*onshore* con i seguenti pozzi operati: (i) Civita 1 Dir (Eni 70%) nella omonima concessione in Abruzzo, mineralizzato a gas; (ii) Tesoro 1 Dir (Eni 45%) nella omonima concessione in Sicilia, mineralizzato a olio; (iii) Monte dell'Aquila 1 Dir (Eni 100%) nella concessione Bronte S. Nicola in Sicilia, mineralizzato a gas e condensati. Quest'ultimo pozzo sarà allacciato alle *facility* di produzione esistenti. Nell'ambito dell'attività non operata, ha avuto successo il pozzo Monte Guzzo 1 Dir, risultato mineralizzato a gas (Eni 25%).

Sono state effettuate due significative acquisizioni sismiche: nel canale di Sicilia nell'area del giacimento Panda e a Est di questo, per complessivi 800 chilometri quadrati, e nella Sicilia Nord Occidentale nel permesso Casteltermini per complessivi 200 chilometri quadrati.

Nel settembre 2004 è stato avviato il quarto treno di trattamento del centro olio della Val d'Agri che ha consentito di aumentare la produzione da 55 a 67 mila boe/giorno in quota Eni. Attualmente la produzione è alimentata da 18 pozzi produttori dei 38 programmati. Il picco produttivo di 104 mila boe/giorno (73 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

È stata assegnata dal Ministro delle attività produttive la concessione Case Schillaci (Eni 100%) dove è stato scoperto il giacimento di liquidi e gas Pizzo Tamburino. È in corso l'assegnazione del contratto EPC per lo sviluppo del giacimento con avvio previsto nel 2005. Il picco produttivo di 1.200 boe/giorno è atteso nel 2006.

Nel giacimento di Villafortuna/Trecate (Eni 100%) è stato perforato il pozzo Villafortuna 1 Bis Dir ai fini del recupero delle riserve residue. È stata ottenuta una produzione incrementale di picco di oltre 3 mila barili/giorno.

Sono stati effettuati interventi di mantenimento delle produzioni dei giacimenti *offshore* Barbara E-G, Emilio e Agostino (Eni 100%) e Regina (Eni operatore con il 75%) attraverso la perforazione di pozzi di *infilling* e attività di *sidetrack* con l'ottenimento di una produzione incrementale di circa 4 milioni di metri cubi/giorno.

È stato ripreso lo sviluppo del giacimento Naide con l'installazione della piattaforma, la posa delle condotte di collegamento con Cervia e la perforazione di un pozzo di sviluppo.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.912 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (4.369 milioni di euro; 4.969 nel 2003), realizzati prevalentemente (3.991 milioni di euro) all'estero, in particolare in Libia (progetto Wafa e Bahr Essalam), Iran (progetto South Pars fasi 4 e 5), Angola (giacimenti del Blocco 15), Kazakhstan, Egitto, Nigeria e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo (378 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e di completamento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 499 milioni di euro (635 milioni nel 2003), di cui circa il 90% all'estero. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato in particolare i seguenti paesi: Egitto, Stati Uniti, Nigeria, Norvegia, Indonesia e Kazakhstan; in Italia, essenzialmente le aree nell'*onshore* della Sicilia e dell'Italia Centrale. Ulteriori 17 milioni di euro sono stati spesi in quota Eni da società collegate per le iniziative esplorative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

Gli investimenti per l'acquisto di dotazioni patrimoniali sono stati di 44 milioni di euro.

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 stoccaggio⁸ rilasciate dal Ministero delle attività produttive.

La Stogit ha aumentato nel 2004 le capacità di stoccaggio e la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è incrementata ulteriormente superando il 50%. 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 38%. La società offre sul mercato una gamma sempre più ampia di servizi e ha raggiunto un elevato livello di servizio alla clientela.

(8) Di cui due attualmente non operative.

	2002	2003	2004
Capacità disponibili:			
- modulazione e minerario (miliardi di metri cubi)	7,1	7,1	7,5
- di cui quota utilizzata dall'Eni (%)	66	53	47
- strategico (miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti totali (numero)	20	30	39
Clienti servizio modulazione e minerario (numero)	14	24	29

gas & power

Con l'entrata in esercizio del gasdotto sottomarino *Greenstream*, nell'ottobre 2004 sono state avviate le forniture di gas prodotto dai giacimenti libici che a regime, nel 2006, saranno di 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 miliardi in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine

Le vendite di gas naturale, inclusi gli autoconsumi e la quota delle vendite di società collegate e di altre imprese rilevanti, hanno raggiunto 84,5 miliardi di metri cubi (+7,8% rispetto al 2003), in linea con la strategia di espansione internazionale dell'attività gas in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita. L'obiettivo al 2008 è di vendere circa 94 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo del 2,8%

Prosegue il programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,3 gigawatt di potenza installata nel 2007 con investimenti previsti di circa 2,2 miliardi di euro, di cui 1,6 già realizzati. I nuovi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale consentiranno, in piena marcia commerciale, di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale proveniente dal portafoglio dell'Eni. Nel 2004 sono stati installati circa 1,3 gigawatt presso le centrali di Ferrera Erbognone, Ravenna e Mantova portando a circa 3,3 gigawatt la potenza installata

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, l'Eni e i *partner* della società Nigeria LNG (Eni 10,4%) hanno approvato il progetto di investimento per la realizzazione del sesto treno di produzione di GNL presso l'impianto di trattamento di Bonny che a regime, nel 2007, avrà una capacità produttiva di 26,5 miliardi di metri cubi/anno. L'iniziativa consentirà all'Eni di valorizzare le proprie riserve di gas naturale in Nigeria

È stato venduto il 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas, anche in esecuzione della legge n. 290/2003 che vieta alle società operanti nel settore del gas naturale di detenere quote superiori al 20% di società proprietarie di reti nazionali di trasporto del gas a partire dal 1° luglio 2007

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Ricavi ⁽¹⁾	15.297	16.067	17.258
Utile operativo	3.244	3.627	3.463
Investimenti tecnici	1.315	1.760	1.446
Investimenti in partecipazioni	158	3.156	177
Dipendenti a fine periodo (numero)	13.317	12.982	12.843

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

gas naturale



Approvvigionamenti di gas naturale

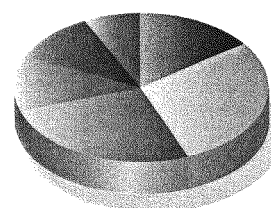
Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 76,72 miliardi di metri cubi con un aumento di 5,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (6,42 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,42 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'85% del totale (83% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia per l'Italia (1,70 miliardi di metri cubi), anche a seguito della progressiva entrata a regime del contratto di fornitura di lungo termine stipulato nel 1996 con Gazexport, dalla Russia per la Turchia (0,97 miliardi di metri cubi), connesso al contratto di fornitura alla società turca Botas, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi, dalla Libia e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04, 0,55 e 0,30 miliardi di metri cubi). In diminuzione gli acquisti di GNL dall'Algeria (0,71 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori consegne da parte della Sonatrach dovute al verificarsi all'inizio dell'anno di un incidente all'impianto di liquefazione di Skikda che ne ha ridotto la capacità di lavorazione.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA (100% Eni) 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamento di gas naturale			(miliardi di metri cubi)		
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia	12,67	12,16	11,30	(0,86)	(7,1)
Russia per Italia	18,62	18,92	20,62	1,70	9,0
Russia per Turchia		0,63	1,60	0,97	154,0
Algeria	16,35	16,53	18,86	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,55	7,41	8,45	1,04	14,0
Norvegia	4,83	5,44	5,74	0,30	5,5
Croazia	0,31	0,65	0,68	0,03	4,6
Regno Unito	1,48	1,98	1,76	(0,22)	(11,1)
Ungheria	3,05	3,56	3,57	0,01	0,3
Libia		0,00	0,55	0,55	
Algeria (GNL)	1,92	1,98	1,27	(0,71)	(35,9)
Altri (GNL)	0,30	0,72	1,00	0,28	38,9
Altri acquisti via gasdotto		0,00	0,08	0,08	
Altri acquisti	0,03	0,04	0,04	0,00	0,0
Altri extra -Europa	0,96	1,14	1,20	0,06	5,3
Estero	55,40	59	65,42	6,42	10,9
Totale approvvigionamenti	68,07	71,16	76,72	5,56	7,8
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,43)	0,84	0,93	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,50)	(0,61)	(0,52)	0,09	(14,8)
Disponibilità per la vendita	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0

Approvvigionamento di gas naturale per area geografica

miliardi di metri cubi
76,72

■ Italia 15%
 ■ Russia 29%
 ■ Algeria 26%
 ■ Altri 12%
 ■ Paesi Bassi 11%
 ■ Norvegia 7%

Take-or-pay

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 16 anni. I contratti in essere, che contengono clausole

take-or-pay, assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2003 i ritiri di gas dell'Eni sono stati complessivamente inferiori di circa 540 milioni di metri cubi rispetto agli obblighi minimi di prelievo; questi minori ritiri sono stati interamente recuperati dall'Eni nel 2004.

Vendite di gas naturale

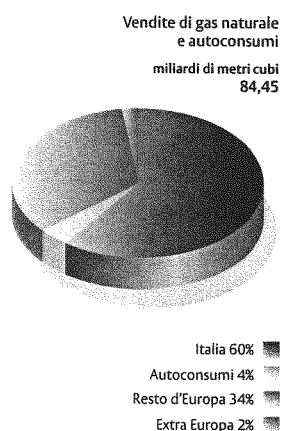
Nel 2004 le vendite di gas naturale (84,45 miliardi di metri cubi, compresi gli autoconsumi e la quota delle vendite delle società collegate e di altre imprese rilevanti) sono aumentate di 6,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (4,33 miliardi di metri cubi).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi (50,39 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito essenzialmente delle riduzioni registrate nei settori grossisti (1,18 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,78 miliardi di metri cubi), nonché alla circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture (0,54 miliardi di metri cubi) ad alcuni operatori di questi settori – in particolare ai grossisti – è stata effettuata in relazione ai provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)¹. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dagli aumenti delle vendite nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (21,87 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,71 miliardi di metri cubi) anche a seguito dell'avvio nel quarto trimestre delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (0,97 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto *Blue Stream*; (iii) in Spagna (0,60 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita dei volumi venduti all'operatore elettrico Iberdrola e all'avvio delle forniture alla collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%); (iv) in Germania, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e a un altro operatore del mercato tedesco (complessivamente 0,56 miliardi di metri cubi); (v) nel Regno Unito, in relazione all'attività di commercializzazione svolta (0,27 miliardi di metri cubi); (vi) in Francia, in relazione all'avvio dell'attività di commercializzazione (0,15 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi² (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 nel 2003) riguardano essenzialmente le forniture all'EniPower (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa (0,34 miliardi di metri cubi) e al settore Refining & Marketing (0,25 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 7,32 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,38 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,5%, e hanno riguardato: (i) la GVS con 3,37 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,34 miliardi di metri cubi; (iii) i volumi (1,48 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense.



(1) È stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei retti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)					
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Italia ⁽¹⁾	50,43	50,86	50,39	(0,47)	(0,9)
Grossisti	17,02	15,36	14,18	(1,18)	(7,7)
Gas release			0,54	0,54	
Clienti finali	33,41	35,50	35,67	0,17	0,5
Industriali	14,43	13,17	12,39	(0,78)	(5,9)
Termoelettrici	12,48	15,03	15,92	0,89	5,9
Residenziali	6,50	7,30	7,36	0,06	0,8
Resto d'Europa	12,77	17,54	21,87	4,33	24,69
Extra Europa	0,92	1,09	1,17	0,08	7,34
Totale vendite a terzi	64,12	69,49	73,43	3,94	5,7
Autoconsumi Eni	2,02	1,90	3,70	1,80	94,7
Totale vendite a terzi e autoconsumi Eni	66,14	71,39	77,13	5,74	8,0
Vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti ⁽²⁾ (quota Eni)	2,40	6,94	7,32	0,38	5,5
Europa	1,93	6,23	6,60	0,37	5,9
Extra Europa	0,47	0,71	0,72	0,01	1,4
Totale vendite gas naturale	68,54	78,33	84,45	6,12	7,8

(1) La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1, lettere a) e b), del D.Lgs. n. 164/2000.

(2) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

Volumi di gas naturale trasportati ⁽¹⁾ (miliardi di metri cubi)					
	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Per conto dell'Eni	54,56	51,74	52,15	0,41	0,8
Per conto terzi	19,11	24,63	28,26	3,63	14,7
Enel	8,28	9,18	9,25	0,07	0,8
Edison Gas	4,61	7,49	8,00	0,51	6,8
Altri	6,22	7,96	11,01	3,05	38,3
	73,67	76,37	80,41	4,04	5,3

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (80,41 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,04 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 5,3%, a seguito della crescita della domanda nazionale (3,8%), nonché dei maggiori prelievi da stoccaggi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (28,26 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,63 miliardi di metri cubi, pari al 14,7%.

Nel 2004 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,07 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,5 miliardi di metri cubi nel 2003), effettuando 68 scarichi da navi metaniere (123 nel 2003). La sensibile riduzione dei volumi rigassificati è dovuta principalmente agli effetti dell'incidente all'impianto di produzione di GNL di Skikda in Algeria della Sonatrach.

Iniziative di sviluppo

Galp

Il 31 marzo 2004 lo Stato portoghese, Eni, Energias de Portugal (EdP) e Rete Electrica Nacional (REN), Parpublica e Galp Energia (Galp) hanno definito gli accordi per: (i) il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e di distribuzione di prodotti petroliferi svolta in Portogallo; (ii) la concentrazione dell'interesse dell'Eni nelle attività gas median-

te l'acquisizione del 49% del capitale azionario di Gas de Portugal dopo lo *spin-off* della rete posseduta da Galp (EdP il restante 51%).

Il 9 dicembre 2004 la Commissione europea non ha autorizzato l'operazione ritenendo che essa avrebbe rafforzato la posizione dominante di EdP sul mercato elettrico portoghese; ciò ha determinato il venir meno degli accordi del 31 marzo 2004 e la piena reviviscenza del patto parasociale firmato nel 2000 tra l'Eni e lo Stato portoghese sulla gestione della Galp.

Al fine di valutare possibili alternative alle transazioni definite con gli accordi del 31 marzo 2004, nel gennaio 2005 l'Eni e lo Stato portoghese hanno definito il nuovo accordo che posticipa i termini di esercizio del diritto dell'Eni (*call*) ad aumentare la propria partecipazione in Galp.

Nel 2004 la Galp Energia ha venduto circa 4,4 miliardi di metri cubi di gas naturale a circa 820 mila clienti gestendo una rete di gasdotti ad alta, media e bassa pressione dello sviluppo di circa 11.700 chilometri. Le attività nel settore gas della Galp Energia includono, tra le altre, la partecipazione in due infrastrutture di importazione: il gasdotto Transmaghrebino e il terminale GNL di Sines che consentono l'accesso al mercato iberico.

Scissione dell'Italgas

Il 23 giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato la scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), nonché l'incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più. L'Italgas, con sede a Torino, continuerà a gestire la rete di distribuzione del gas naturale in Italia. Con l'incorporazione di Italgas Più, società che svolge attività di vendita e di gestione dei clienti, l'Eni avrà l'accesso diretto ai circa 5 milioni di clienti serviti in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali. L'operazione è coerente con l'obiettivo di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, perseguito con il lancio nel novembre 2002 dell'OPA sulle azioni Italgas, e di semplificazione dell'assetto partecipativo del Gruppo.

Greenstream

Il 1° ottobre 2004 è entrato in esercizio il sistema di trasporto *Greenstream*, la nuova via di importazione di gas naturale in Italia. Il gasdotto sottomarino che collega Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, del diametro di 32 pollici e della lunghezza di 520 chilometri, è stato posato dal mezzo navale della Saipem Castoro 6 alla profondità massima di 1.130 metri e trasporterà a regime, nel 2006, 8 miliardi di metri cubi/anno provenienti dai giacimenti libici (4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine.

Nel periodo ottobre-dicembre 2004, sono stati trasportati circa 0,5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

GNL Nigeria

L'Eni possiede la partecipazione del 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd (NLNG) che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny (Nigeria) e commercializza il GNL prodotto. La partecipazione consente all'Eni di valorizzare il *gas equity* prodotto in Nigeria. L'impianto, costituito attualmente da 3 treni di trattamento della capacità di produzione complessiva di circa 11,2 miliardi di metri cubi/anno di GNL, è in corso di potenziamento mediante l'installazione di altri due treni con entrata in esercizio prevista nella seconda metà del 2005. Nel luglio 2004 gli azionisti della NLNG hanno approvato il progetto di costruzione di un sesto treno per un investimento di circa 400 milioni di dollari in quota Eni (inclusa la parte *upstream*). L'entrata in esercizio del sesto treno è prevista nel 2007. A regime, nel 2007, l'impianto di liquefazione avrà una capacità di 26,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL.

Vendita del business idrico

Il 13 dicembre 2004 è stato firmato l'atto di vendita da parte di Italgas del pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società

Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85,1 milioni di euro (euro 15,57 per azione). Il 20 gennaio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e il mercato ha autorizzato l'operazione; il relativo *closing* è avvenuto il 15 marzo 2005.

Il 10 marzo 2005 è stato firmato l'atto di vendita, da parte di Italgas della partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA a Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro. L'operazione è subordinata all'approvazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. Il *closing* è previsto nel maggio 2005.

Le operazioni descritte si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Regolamentazione

Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Contratti di vendita all'estero

Con provvedimento adottato il 21 novembre 2002 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha configurato a carico dell'Eni una fattispecie abusiva inerente l'effetto escludente dei contratti di vendita all'estero stipulati nel 2001 con operatori del settore che importano in Italia i volumi contrattati. L'Autorità ha ritenuto che tali accordi abbiano vanificato di fatto la ratio dell'art. 19 del D.Lgs. 164/2000 che fissa i limiti alle immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti da parte di un singolo operatore. Con lo stesso provvedimento e tenuto conto dell'incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, l'Autorità ha inflitto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni "misure idonee a eliminare l'infrazione accertata, con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente".

Il 18 giugno 2004 l'Eni ha sottoposto al vaglio dell'Autorità la proposta di cessione pluriennale dal 2004 al 2008 al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas, corrispondenti a 2,3 miliardi di metri cubi per ciascuno dei 4 anni termici del periodo 2004-2008. Con delibera del 24 giugno 2004, l'Autorità ha ritenuto che l'attuazione della misura proposta dall'Eni fosse sufficiente a far cessare gli effetti degli abusi contestati nella delibera del 21 novembre 2002.

Con delibera del 7 ottobre 2004 di chiusura della procedura in oggetto, l'Autorità, preso atto che l'Eni a seguito del completamento della procedura di aggiudicazione gas ha realizzato misure idonee a dare esecuzione alla delibera del 21 novembre 2002, ha comunque irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria di 4,5 milioni di euro a fronte dell'asserito ritardo dell'Eni nell'attuazione di tale misura di ottemperanza. Con ricorso al TAR Lazio del 6 dicembre 2004, l'Eni ha chiesto l'annullamento della delibera del 7 ottobre 2004 e della sottostante sanzione amministrativa rilevata comunque in bilancio. Inoltre è pendente avanti il TAR Lazio il ricorso dell'Eni avverso il provvedimento del 21 novembre 2002.

TTPC

Il 1° febbraio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato all'Eni l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria si riferiscono ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che ha considerato risolti di diritto per il mancato avveramento delle condizioni sospensive i contratti di trasporto *ship or pay* stipulati dalla TTPC il 31 marzo 2003 con quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC, e dunque di non aver proceduto al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Indagine conoscitiva

Il 17 giugno 2004 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno deliberato la chiusura dell'indagine conoscitiva avviata congiuntamente nel febbraio 2003. Le Autorità hanno ritenuto che il mercato italiano del gas sia caratterizzato da insufficienti livelli di concorrenza individuando nell'integrazione verticale dell'Eni una delle principali cause, nonostante le disposizioni del D.Lgs. 164/2000.

Le due Autorità hanno segnalato come possibili interventi volti a migliorare il grado di concorrenza del mercato del gas in Italia: (i) il potenziamento da parte dell'Eni dei gasdotti internazionali di importazione dalla Russia e dall'Algeria (TAG e TTPC); (ii) la costituzione di un operatore indipendente del sistema (*ISO - Independent System Operator*) che dovrebbe possedere e gestire le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio; (iii) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori della titolarità di parte dei contratti di approvvigionamento a lungo termine; (iv) la cessione da parte dell'Eni a terzi operatori di quantitativi adeguati di gas a un prezzo prossimo al costo di approvvigionamento e senza controllo sui destinatari.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. In particolare il 2004 chiude il primo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 73% dei consumi nazionali di gas naturale. La presenza dell'Eni nel mercato italiano è risultata coerente con detto limite.

Direttiva 2003/55/CE

Il 4 agosto 2003 è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che dal 1° luglio 2004, termine stabilito per il recepimento da parte degli Stati membri, sostituisce la Direttiva 98/30/CE.

I punti salienti della direttiva 2003/55/CE da segnalare, tenendo conto che talune disposizioni della stessa sono già state attuate dal D.Lgs. 164/2000 e da altre leggi di disciplina del settore energetico, sono i seguenti:

- separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate. In Italia la separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale è sancita dall'art. 21 del D.Lgs. 164/2000;
- deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

Le disposizioni di attuazione della direttiva sono all'esame del Senato, in seconda lettura ("Legge Comunitaria").

Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 31 ottobre 2002

Il decreto, emanato in attuazione del D.L. n. 193/2002, ha stabilito che l'Autorità: (i) definisce, calcola e aggiorna le tariffe di vendita del gas a quei clienti che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato; (ii) definisce metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente costi variabili tali da ridurre l'impatto inflazionistico.

In attuazione delle disposizioni del decreto, l'Autorità con la delibera n. 195/2002 ha modificato le modalità di aggiornamento delle componenti tariffarie del gas legate alle variazioni dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi.

Legge 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico

In particolare si segnala quanto segue:

- a) la legge riconosce un'esenzione dalla disciplina del "diritto di accesso di terzi" a beneficio dei soggetti che investono direttamente o indirettamente nella realizzazione o nel potenziamento di infrastrutture: (i) di interconnessione tra le reti di trasporto degli Stati Membri dell'UE e la rete nazionale dei gasdotti, (ii) di interconnessione con le reti di trasporto di Stati non UE ai fini dell'importazione in Italia; (iii) di rigassificazione del GNL in Italia; (iv) di stoccaggio in sotterraneo in Italia. I soggetti che investono possono ottenere il conferimento in via prioritaria della nuova capacità realizzata in misura non inferiore all'80% e per un periodo non inferiore a venti anni;
- b) il comma 34 dell'articolo unico vieta alle aziende operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, che hanno in concessione o in affidamento la gestione di servizi pubblici locali ovvero delle reti, di esercire attività nei servizi postcontatore (a eccezione delle attività di vendita) in regime di concorrenza nei confronti degli stessi utenti serviti in virtù della concessione/affidamento e per tutta la durata della concessione/affidamento. Il divieto è esteso anche all'esercizio dell'attività mediante società collegate o partecipate;
- c) il comma 51 dell'articolo unico abroga il comma 5 dell'art. 16 del D.Lgs. 164/2000 che imponeva alle aziende distributrici l'obbligo di accertare che gli impianti di utenza che non servono esclusivamente cicli produttivi o artigianali siano stati eseguiti e funzionino in stato di sicurezza (la c.d. sicurezza post-contatore);
- d) il comma 69 fornisce l'interpretazione autentica della norma del D.Lgs. n. 164/2000 relativa al regime transitorio delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento (21 giugno 2000) che riconosce la facoltà di riscatto anticipato del servizio di distribuzione, seppure finalizzato alla successiva indizione della gara anziché all'affidamento diretto. Il provvedimento modifica la disciplina dettata dal D.Lgs. n. 164/2000: (i) estendendo al 31 dicembre 2007 il periodo transitorio fissato per la prosecuzione delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del provvedimento, con possibile proroga di un anno qualora vengano ravvisate dall'Ente locale motivazioni di pubblico interesse; (ii) abrogando la cumulabilità delle ulteriori proroghe previste dal D.Lgs. n. 164/2000 in presenza di determinate condizioni (riorganizzazioni aziendali, parametri dimensionali, composizione dell'azionariato). Resta invariata al 31 dicembre 2012 la scadenza delle concessioni in essere affidate mediante gara.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 137/2002 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale dei gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera, l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato dall'Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato all'Eni il 19 febbraio 2005.

Attività di commercializzazione

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002

Al fine di attenuare gli impulsi inflazionistici connessi alla crescita delle quotazioni internazionali del petrolio nella seconda metà del 2004, l'Autorità con la delibera del 29 dicembre 2004 n. 248 ha modificato la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002, delle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come cliente non idoneo. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) fissazione del limite massimo del 75% alle variazioni della componente materia prima qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni – qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente – determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del petrolio *Brent* in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,25 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005.

Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.

L'Eni ha presentato ricorso avverso la delibera 248/2004 con richiesta di sospensiva di efficacia della stessa. Il 25 gennaio 2005 il TAR per la Lombardia ha accolto la richiesta e ha rinviato al mese di giugno 2005 la trattazione del merito del ricorso. Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello dell'Autorità che richiedeva l'annullamento della sospensiva decisa dal TAR.

Attività di distribuzione

Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investito delle imprese di distribuzione, contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione. Il tasso di recupero della produttività – una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe – è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Il TAR con sentenza del 16 febbraio ha annullato la delibera 170/2004. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, l'8 marzo 2005, ha sospeso il provvedimento del TAR in attesa del giudizio di merito.

generazione elettrica

Operativa dal 2000, EniPower è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata di 3,3 gigawatt con un incremento di circa 1,4 gigawatt rispetto al 2003, di cui 0,1 gigawatt di acquisto.

L'Eni sta attuando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2007 una potenza in esercizio pari a 5,3 gigawatt con una produzione, nell'anno successivo di 32,5 TWh corrispondenti a oltre il 10% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,2 miliardi di euro.

Le nuove capacità installate utilizzeranno la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Si stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 32 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11,8 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali, coerentemente con le previsioni del Protocollo di Kyoto.

Il programma di sviluppo è stato completato presso i siti di Ferrera Erbognone e di Ravenna ed è in corso presso i siti di Brindisi, Mantova e Ferrara:

FERRERA ERBOGNONE (provincia di Pavia). Il 14 maggio 2004 è stata inaugurata la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Ferrera Erbognone, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico. La centrale, della potenza di circa 1.030 megawatt, è costituita da tre gruppi di cui due, della potenza di circa 390 megawatt, alimentati a gas naturale e uno di circa 250 megawatt che utilizzerà come combustibile, oltre al gas naturale, anche il gas di raffineria proveniente dall'impianto di gassificazione dei residui di raffineria dell'adiacente raffineria dell'Eni di Sannazzaro de' Burgondi.

RAVENNA. Sono entrati in esercizio due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno che, considerati i 190 megawatt in esercizio, hanno portato a circa 970 megawatt la potenza installata della centrale.

BRINDISI. È in corso la realizzazione di tre nuovi gruppi a ciclo combinato con una potenza ciascuno di 390 megawatt. La centrale, a regime, avrà una potenza in esercizio di circa 1.320 megawatt considerata quella in esercizio. Il completamento della centrale è programmato tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006.

MANTOVA. Sono in corso i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno; il primo ha già effettuato il primo parallelo con la rete di trasmissione nazionale. L'entrata in esercizio del secondo gruppo è prevista nella seconda metà del 2005 con entrata a regime a inizio 2006. Al termine dei lavori la centrale avrà una potenza installata di circa 840 megawatt. L'impianto fornirà alla città di Mantova vapore a uso riscaldamento attraverso un sistema di teleriscaldamento.

FERRARA. EniPower possiede il 51% del capitale della Società EniPower Ferrara (SEF), in *partnership* con la società EGL Italia, consociata italiana del gruppo svizzero EGL. La SEF ha avviato la costruzione di due nuovi cicli combinati da 390 megawatt ciascuno che consi-

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Acquisti					
Gas naturale (milioni di metri cubi)	819	940	2.617	1.677	178,4
Altri combustibili (migliaia di tep)	885	847	695	(152)	(17,9)
Vendite					
Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	5,00	5,55	13,85	8,30	149,5
Trading di energia elettrica (terawattora)	1,7	3,1	3,1	..	..
Vapore (migliaia di tonnellate)	9.302	9.303	10.040	737	7,9