

Nigeria - Impianto di perforazione

asset petroliferi nell'*onshore* congolese da Maurel & Prom. L'operazione del valore di circa un miliardo di euro ha riguardato *asset* con una produzione di circa 17 mila barili/giorno e un incremento delle riserve certe e probabili di 112 milioni di barili di petrolio, corrispondenti ad un costo di acquisto unitario di 10,7 dollari al barile. Gli *asset* acquisiti comprendono le concessioni M'Boundi (Eni 43,1%) e Kouakouala A (Eni 66,67%) e il permesso esplorativo Le Kouilou (Eni 48%), tutti con il ruolo di operatore. Eni sta riesaminando lo schema produttivo di M'Boundi per programmare l'applicazione delle proprie avanzate tecniche di recupero assistito e la valorizzazione del *gas flaring*, che ha permesso di aumentare a circa 180 milioni di boe le riserve certe e probabili nella valutazione delle riserve di fine anno. Attraverso lo sviluppo degli *asset* acquisiti, la produzione di Eni in Congo passerà dagli attuali 69 mila barili/giorno a circa 135 mila barili/giorno nel 2010 facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti da Burren Energy Plc.
Proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti di Awa Paloukou (Eni 90%) e Ikalou-Ikalou Sud (Eni 100%) con avvio nel 2008. Il picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni per i due giacimenti, è previsto nel 2009.

Nigeria Nel marzo 2007 Eni ha firmato il *Production Sharing Contract* (*PSC*) relativo al permesso OPL 135 (Eni 48%, Operatore) situato nel delta del Niger. Il contratto della durata di 25 anni e con un periodo esplorativo di 5 anni, consentirà la ricerca e lo sviluppo di nuove riserve di petrolio e gas in prossimità del *network* esistente e del vicino impianto elettrico di Kwale/Okpai di cui Eni è operatore.
Prosegue lo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*offshore* del delta del Niger, con completamento previsto nel 2008, nell'ambito del progetto integrato volto ad assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; l'attività *onshore* riguarda l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank e la realizzazione di un impianto di compressione gas.
Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. La sesta unità di trattamento è entrata in esercizio nel 2007. La *joint venture* sta pianificando la realizzazione di una settima unità di trattamento con entrata a regime attesa nel 2012. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) che a regime, nel 2008, forniranno circa 98 milioni di metri cubi/giorno (7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 46 mila boe); nel 2007 le forniture Eni sono state di 4,9 milioni di metri cubi/giorno. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.
Eni è operatore con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass. L'impianto, con avvio atteso nel 2012, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feedgas* di circa 17,5 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,8 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e OML 61 (Eni 20%). Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL; in tale ambito Eni ha acquisito 2 milioni di tonnellate/anno di GNL. Proseguono le attività di *front end engineering* e la *final investment decision* è attesa nella seconda metà del 2008.

MARE DEL NORD

Norvegia Attività esplorativa: nella Prospecting License 393 (Eni 30%) il pozzo esplorativo 7125/4-1 Nucula, in prossimità della scoperta Goliat, ha evidenziato la pre-



Mar Caspio - giacimento Kashagan

senza di idrocarburi alla profondità compresa tra 800 e 1.450 metri.
Nella Prospecting License 229 (Eni 65%, Operatore) proseguono le attività di *appraisal* del potenziale minerario dell'importante scoperta di Goliat. Il progetto sta progredendo secondo i programmi e la *final investment decision* è attesa entro il 2008. È stata già assicurata la disponibilità dei mezzi critici per l'attività di sviluppo. L'attività di *appraisal* della scoperta Marulk nella Prospecting License 122 (Eni 20%), ha inoltre portato ad un aumento delle potenzialità minerarie identificate.
Nel 2007 Eni ha ceduto il 30% della Prospecting License 259 (Eni 70%) e il 100% della Prospecting License 256.
L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) e le strutture minerarie localizzate nelle vicinanze di Kristin. Tyrihans (Eni 6,23%) sarà sviluppato attraverso le sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin alle quali saranno collegati i pozzi di produzione programmati. L'entrata in produzione è prevista nel 2009 in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per la produzione di Tyrihans.

Regno Unito Attività esplorativa: nel Blocco 205/5a (Eni 23%) è stata effettuata la scoperta a gas e condensati di Tormore, a una profondità di 610 metri, erogando in fase di test 900 mila metri cubi/giorno di gas e 2.200 barili/giorno di condensati. Il progetto di sviluppo prevede la messa in produzione delle riserve in sinergia con l'adiacente scoperta di Laggan (Eni 20%).
Nel settembre 2007 sono stati avviati i due giacimenti *offshore* di Blane (Eni 18%) e West Franklin (Eni 21,87%). Lo sfruttamento del giacimento a petrolio e gas di Blane avviene utilizzando le *facility* di trattamento presenti nell'area. Il picco produttivo di 21 mila boe/giorno (circa 4 mila in quota Eni) è stato raggiunto alla fine del 2007.
Lo sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin avviene attraverso le *facility* di produzione del giacimento di Elgin Franklin (Eni 21,87%). Il picco produttivo di 20 mila boe/giorno (4 mila in quota Eni) è atteso nella seconda metà del 2008 con l'entrata a regime del secondo pozzo di sviluppo previsto.
Continuano le attività di *appraisal* della recente significativa scoperta di Jasmine nel J-Block (Eni 33%).

AREA CASPIO

Kazakhstan - Kashagan Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 ed è operatore unico del Consorzio "North Caspian Sea Production Sharing Agreement" (NCSPSA) con una quota di partecipazione del 18,52% al 31 dicembre 2007. Alla stessa data, oltre ad Eni, gli altri *partner* del consorzio sono Total, Shell e ExxonMobil ciascuna con una quota del 18,52%, ConocoPhillips con il 9,26%, Inpex e KazMunaiGas ciascuna con una quota dell'8,33%. La quota di ciascun *partner* sarà modificata secondo quanto previsto nel *Memorandum of Understanding* firmato il 14 gennaio 2008 dagli stessi *partner* e dalle autorità kazakhe, il cui contenuto è illustrato successivamente. Gli effetti economici delle nuove quote di partecipazione saranno calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008.
Il NCSPSA definisce termini e condizioni per lo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi presenti nell'area contrattuale localizzata nella sezione Kazakha del Mar Caspio.
Il giacimento Kashagan è stato scoperto nel 2000 nella porzione nord dell'area contrattuale. Eni ritiene che questo giacimento contenga importanti riserve di idrocarburi.



Al 31 dicembre 2007 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 520 milioni di boe, con una riduzione di 76 milioni di boe rispetto al 2006 per effetto essenzialmente di revisioni negative delle precedenti stime connesse all'impatto dei maggiori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema del *PSA*. Le riserve certe a fine 2007 sono determinate sulla base della quota di partecipazione al progetto del 18,52%.

Al 31 dicembre 2007 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 2,6 miliardi di dollari pari a 1,8 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2007. Alla formazione dell'ammontare concorrono gli investimenti di sviluppo realizzati (1,8 miliardi di dollari), gli oneri finanziari capitalizzati e l'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (0,8 miliardi di dollari).

Il piano di sviluppo di Kashagan è stato originariamente approvato dalle competenti autorità kazakhe nel febbraio 2004. Tale piano prevedeva tre fasi successive di sviluppo, compresa la re-iniezione parziale del gas per incrementare il fattore di recupero del petrolio.

Gli investimenti approvati per la prima fase di sviluppo ammontavano a 10,3 miliardi di dollari (a valori reali 2007 e quota Eni pari a 18,52%) con l'obiettivo di conseguire il *target* produttivo di 300 mila barili/giorno e *first oil* atteso a fine 2008.

Il 29 giugno 2007 Eni, in qualità di operatore, ha sottoposto alle autorità kazakhe una serie di revisioni al piano di sviluppo della prima fase che posticipano l'avvio della produzione al 2010 e incrementano a 19 miliardi di dollari i costi di sviluppo attesi. Il ritardo nello *start-up* e l'aumento dei costi rispetto al *budget* iniziale riflettono principalmente: (i) gli effetti del deprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro e delle altre principali valute; (ii) i maggiori costi di acquisto di beni e servizi a causa della dinamica inflazionistica che ha interessato l'industria petrolifera; (iii) la sottostima iniziale dei costi e la complessità dovuta a un progetto che non ha uguali al mondo per le difficoltà tecniche, logistiche ed i vincoli ambientali e (iv) le migliorie da apportare alla configurazione degli impianti *offshore* finalizzate a incrementarne il livello di efficienza e gli *standard* di sicurezza.

Nel luglio 2007, le autorità kazakhe hanno rigettato gli emendamenti proposti al piano di sviluppo e nell'agosto 2007 hanno inviato alle società che fanno parte del consorzio NCSPSA una "*notice of dispute*" per asseriti inadempimenti di obbligazioni previste dal contratto e violazione della legislazione della Repubblica. Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio e le autorità kazakhe hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che risolve il contenzioso su basi amichevoli. I punti chiave dell'accordo sono: (i) la diluizione proporzionale della quota di partecipazione all'iniziativa dei *partner* internazionali a beneficio del *partner* kazakho KazMunaiGas che raddoppierà la propria quota al 16,81% al pari di quella dei maggiori *partner* con un esborso di 1,78 miliardi di dollari. La transazione avrà effetto economico dal 1° gennaio 2008; (ii) un trasferimento di valore dal consorzio alla Repubblica Kazakha da attuarsi attraverso la modifica dei termini del *PSA*. Tale ammontare dipenderà dal livello futuro dei prezzi del petrolio. Eni contribuirà a tale trasferimento di valore in proporzione alla nuova quota di partecipazione nell'iniziativa (16,81%); (iii) un maggiore ruolo del *partner* kazakho nella gestione operativa e un nuovo modello di *governance* e di conduzione delle operazioni che comporterà un più ampio coinvolgimento dei principali *partner* internazionali.

Nonostante le attività di sviluppo siano proseguite durante l'*iter* negoziale, è prevedibile un ritardo nell'avvio rispetto all'obiettivo del 2010. Le parti hanno concordato che Eni in qualità di operatore presenti entro marzo 2008 un *budget* revisionato dei costi e dei tempi di completamento della prima fase di sviluppo del giacimento.

In considerazione dell'ampiezza delle riserve, dei risultati dei primi quattro *test* condotti sui pozzi di sviluppo che hanno evidenziato una produttività superiore alle aspettative e degli studi condotti nel sottosuolo, Eni stima che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto a quanto previsto nel 2004 dal piano di sviluppo originario.

Il conseguimento del *plateau* produttivo comporterà rilevanti investimenti di sviluppo in aggiunta ai costi per il completamento della prima fase. Considerando i tempi ampi di realizzazione del progetto, Eni ritiene che tale impegno finanziario non avrà impatti significativi



Australia - Darwin, impianto GNL

sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto.
Oltre a quelli previsti per lo sviluppo del giacimento saranno necessari ulteriori investimenti per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali. A riguardo il consorzio sta valutando una serie di opzioni, tra le quali: (i) l'utilizzo delle infrastrutture esistenti rappresentate dall'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium (quota Eni 2%) e dall'oleodotto Atyrau-Samara, per entrambi i quali sono previsti piani di espansione della capacità di trasporto; (ii) la realizzazione di un nuovo sistema di trasporto. In tale ambito si colloca il progetto volto a collegare il centro di trattamento che sarà realizzato presso Bolashak all'oleodotto Baku-Tbilisi-Cehyan (Eni 5% corrispondente al diritto di trasporto di 50 mila barili/giorno).

Kazakhstan - Karachaganak Nel giugno 2007 il consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO), Eni cooperatore con il 32,5%, e la *joint venture* KazRosGaz (KazMunaiGaz e Gazprom) hanno firmato il *gas sale agreement* per la vendita di circa 16 miliardi di metri cubi/anno di gas grezzo prodotto dal giacimento di Karachaganak, da trattare successivamente presso l'impianto russo di Orenburg, a partire dal 2012. L'accordo pone le basi per l'avvio della Fase 3 di sviluppo del giacimento per lo sfruttamento di oltre 2 miliardi di boe di riserve recuperabili di gas. L'accordo è stato approvato dai *board* delle controparti.
Al 31 dicembre 2007 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 541 milioni di boe, con una riduzione di 82 milioni di boe rispetto al 2006 per effetto essenzialmente di revisioni negative delle precedenti stime connesse all'impatto dei maggiori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema del *PSA*, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati da revisioni positive connesse alla finalizzazione del *gas sale agreement*.

RESTO DEL MONDO

Australia Nell'agosto 2007 Eni ha firmato l'accordo per l'acquisto di una quota del 30% in quattro blocchi esplorativi *offshore* nell'Exmouth Plateau, una delle maggiori aree produttive di gas in Australia. I quattro blocchi sono situati a una profondità d'acqua di 2.000 metri. L'accordo prevede l'acquisto di un'ulteriore quota del 10% dopo la perforazione del primo pozzo esplorativo. Eni conseguirà il ruolo di operatore nella fase di sviluppo. Nel settembre 2007 Eni ha acquisito il 40% e l'*operatorship* del permesso esplorativo JPDA 06-105, situato nell'area *offshore* di cooperazione tra l'Australia e Timor Est. Nel permesso sono presenti due scoperte a petrolio non ancora sviluppate. Il programma esplorativo prevede la perforazione di un pozzo nel 2008.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta *offshore* di Tulip East (Eni 100%) e l'*appraisal* positivo del giacimento Aster (Eni 66,25%), erogando in fase di *test* 5 mila boe/giorno.
Nel gennaio 2007 Eni ha firmato con la compagnia indonesiana Pertamina un *Memorandum of Understanding* con l'obiettivo di individuare nuove opportunità congiunte di esplorazione e sviluppo.
Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo congiunto delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). La produzione sarà trattata presso l'impianto GNL di Bontang. Nel 2007 è



Stati Uniti (Golfo del Messico) - Piattaforma di produzione di Allegheny

stato presentato alle autorità competenti il piano di sviluppo definitivo.

Pakistan Attività esplorativa: a) nel permesso Gambat (Eni 30%) il pozzo esplorativo Tajjal 1 ha rinvenuto una mineralizzazione a gas alla profondità di 3.845 metri; b) nel permesso Kadanwari (Eni 18,42%, operatore) il pozzo di *appraisal* Kadanwari 18 ha confermato strati mineralizzati a gas alla profondità di circa 3.400 metri; c) nel permesso Latif (Eni 33,3%) il pozzo esplorativo Latif 1 ha dato esito positivo con una scoperta di idrocarburi alla profondità di 3.520 metri.
Nel 2007 è stato finalizzato con la compagnia di Stato PPL lo scambio di quote di partecipazione nei tre Blocchi *offshore* M, N e C. Per effetto dell'operazione Eni porta al 70% la partecipazione nei Blocchi M e N, e acquisisce l'*operatorship* con una quota del 60% nel Blocco C.

Russia Nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, nell'aprile 2007 Eni, tramite la partecipazione in SeverEnergia (60% Eni, 40% Enel), ex EniNeftegaz, ha acquisito il secondo lotto messo all'asta nel processo di liquidazione di Yukos, al prezzo di 3,73 miliardi di euro in quota Eni. Gli *asset* acquisiti includono: (i) la partecipazione totalitaria nelle tre società russe attive nella ricerca e sviluppo di gas naturale OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc e OAO Neftegaztechnologia, nonché *asset* minori che verranno venduti o liquidati. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom l'opzione di acquisto sul 51% di SeverEnergia, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta (per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato/partecipazioni dello stato patrimoniale); (ii) la quota del 20% rilevata interamente da Eni in OAO Gazprom Neft. Eni ha attribuito a Gazprom l'opzione di acquisto sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta (per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale di esercizio netto dello stato patrimoniale). Le tre società russe acquisite possiedono importanti risorse prevalentemente a gas stimate in circa 2,5 miliardi di boe in quota Eni (nell'ipotesi che Gazprom eserciti l'opzione di acquisto), localizzate nella regione di Yamal Nenets, che produce le maggiori quantità di gas al mondo: (i) la OAO Arctic Gas Company possiede le due licenze di esplorazione e sviluppo di Samburgskii ed Yevo-Yahinskii, che includono sette giacimenti in fase di *appraisal*/sviluppo. I principali giacimenti sono Samburgskoye, per il quale sono in corso attività di sviluppo e sono stati svolti *test* di produzione, e Urengoiskoye; (ii) la ZAO Urengoil Inc. possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento a gas e liquidi di Yaro-Yakhinskoye; (iii) la OAO Neftegaztechnologia possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento Severo-Chasselskoye.
Nell'anno sono state valutate le azioni da intraprendere per il completamento e la messa in produzione degli *asset* acquisiti. Le attività avviate hanno riguardato la messa in sicurezza dei pozzi, gli studi per la ripresa della costruzione delle infrastrutture produttive e di trasporto nonché la definizione di un programma di acquisizione di dati sismografici. Sono in corso di definizione i relativi *gas sale agreement*.

Stati Uniti - Golfo del Messico Nel luglio 2007 Eni ha finalizzato l'acquisizione delle attività *upstream* nel Golfo del Messico di proprietà della Dominion Resources, una della maggiori compagnie energetiche americane. L'operazione del valore complessivo di 3,5 miliardi di euro ha riguardato *asset* con una produzione di circa 75 mila boe/giorno e un incremento delle riserve certe e probabili di 222 milioni di barili, corrispondenti ad un costo di acquisto unitario di 18,4 dollari al barile. Gli *asset* acquisiti situati nelle acque profonde e nella piattaforma continentale del Golfo del Messico comprendono: (i) giacimenti in produzione di petrolio e gas, i principali sono Devils Towers, Triton e Goldfinger (Eni 75%, operatore); (ii) scoperte in fase di *appraisal*/sviluppo, in particolare Front Runner (Eni 37,5%) e Thunderhawk (Eni 25%); (iii) licenze esplorative. Eni ritiene che le proprietà acquisite (circa il 60% operate) abbiano un significativo potenziale minerario. Facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti, la produzione Eni negli Stati Uniti raggiungerà il livello di 110 mila boe/giorno nel 2008.
L'attività di sviluppo condotta sulle proprietà acquisite ha portato a fine 2007 all'avvio dei tre giacimenti di San Jacinto (Eni 53,3%, operatore), Q (Eni 50%) e Spiderman

(Eni 36,7%), con una produzione di circa 25 mila boe/giorno. Lo sviluppo è stato attuato tramite installazioni sottomarine collegate alla piattaforma di produzione Independence Hub.
Nell'ottobre 2007, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 26 nuovi blocchi esplorativi nella parte continentale e nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico, della superficie lorda di 606 chilometri quadrati.
Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo della scoperta di Longhorn (Eni 75%) attraverso una piattaforma fissa alla quale saranno collegati pozzi sottomarini. L'avvio è atteso nel 2009 con un picco produttivo di 28 mila boe/giorno (circa 19 mila in quota Eni).

Stati Uniti - Alaska Nell'aprile 2007 Eni ha acquisito il 70% e l'*operatorship* del giacimento ad olio di Nikaitchuq, situato nell'*offshore* dell'estremo nord dell'Alaska, nella regione del North Slope. Eni, che deteneva già il 30% del campo, possiede ora il 100%. Nikaitchuq è il primo progetto che Eni potrà sviluppare in qualità di operatore nella regione. Lo sviluppo di Nikaitchuq avverrà per fasi con avvio a fine 2009 e un *plateau* di 25 mila barili/giorno atteso nel 2014. Nell'ottobre 2007 le autorità competenti hanno approvato il piano di sviluppo presentato da Eni.

Venezuela Nel giugno 2007 Eni ha firmato con PDVSA un *Memorandum of Understanding* per il passaggio delle attività di sviluppo del giacimento di Corocoro in Venezuela al regime di "impresa mista". Eni continuerà a possedere una partecipazione del 26% nell'attività. La finalizzazione dell'accordo è avvenuta il 5 dicembre 2007.
Nel febbraio 2008, Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni riceverà un indennizzo in denaro in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato.
Nel febbraio 2008 Eni ha firmato con la compagnia di Stato PDVSA un accordo strategico per lo sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco. L'accordo riguarda il blocco Junin 5 su un'area di circa 670 chilometri quadrati, con risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite una "impresa mista" composta da PDVSA (60%) e Eni (40%). Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per massimizzare la valorizzazione dell'olio pesante. In particolare sarà resa disponibile la tecnologia proprietaria EST (Eni *Slurry Technology*) in grado di convertire completamente gli oli pesanti in prodotti leggeri di elevata qualità.

Italia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas nell'*onshore* abruzzese con il pozzo Colle Sciarra 1. Nel 2007 sono stati avviati: (i) nell'*onshore* siciliano la concessione Fiumetto e Pizzo Tamburino, con una produzione, rispettivamente, di 600 boe/giorno e 1.000 boe/giorno; (ii) nell'*offshore* adriatico, il giacimento Tea/Arnica/Lavanda con un picco produttivo di un milione di metri cubi/giorno. Il gas prodotto è inviato alla centrale di Ravenna Mare; (iii) in Puglia, la prima fase del progetto Candela con 100 mila metri cubi/giorno attraverso il collegamento temporaneo alle *facility* di trasporto esistenti.
Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione dei giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Gela, Gagliano, Cervia, Barbara, Bonaccia ed Emma); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e l'adeguamento delle *facility* di produzione in Val d'Agri; (iii) la prosecuzione dello sviluppo del giacimento a petrolio e gas naturale Miglianico, nell'*onshore* abruzzese. Tre pozzi di sviluppo già perforati saranno collegati a una centrale di trattamento del petrolio in corso di realizzazione per la successiva consegna alle strutture logistiche del settore Refining & Marketing. Il gas prodotto sarà immesso tramite un raccordo nella rete nazionale di trasporto. Lo *start-up* è previsto nel secondo semestre del 2009 con un picco produttivo di 7 mila boe/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (6.625 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto e Congo. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e di completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 94% le attività all'estero, in particolare Golfo del Messico, Egitto, Brasile, Norvegia e Nigeria. Le attività in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.
L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato l'acquisto del 70% del giacimento Nikaitchuq in Alaska, raggiungendo il 100% della titolarità.
Nel 2007 gli investimenti tecnici aumentano di 1.422 milioni di euro rispetto al 2006 (+27,3%), per effetto essenzialmente della crescita nella ricerca esplorativa nel Golfo del Messico, Brasile, Egitto, Congo e Timor Est e della maggiore attività di sviluppo in Congo, Egitto, Italia, Angola e Kazakhstan.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve *proved* e *unproved*	**301**	**152**	**96**	**(56)**	**(36,8)**
Italia		139			
Africa Settentrionale		10	11		
Africa Occidentale	60				
Area Caspio	169				
Resto del mondo	72	3	85		
Esplorazione	**656**	**1.348**	**1.659**	**311**	**23,1**
Italia	38	128	104	(24)	(18,8)
Africa Settentrionale	153	270	380	110	40,7
Africa Occidentale	75	471	239	(232)	(49,3)
Mare del Nord	126	174	193	19	10,9
Area Caspio	15	25	36	11	44,0
Resto del mondo	249	280	707	427	..
Sviluppo	**3.952**	**3.629**	**4.788**	**1.159**	**31,9**
Italia	411	403	606	203	50,4
Africa Settentrionale	1.007	701	948	247	35,2
Africa Occidentale	889	864	1.343	479	55,4
Mare del Nord	385	406	397	(9)	(2,2)
Area Caspio	593	593	733	140	23,6
Resto del mondo	667	662	761	99	15,0
Altro	**56**	**74**	**82**	**8**	**10,8**
	4.965	**5.203**	**6.625**	**1.422**	**27,3**

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 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 stoccaggio[4] rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel 2007 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 56%. Dall'inizio attività, la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 43%.

		2005	2006	2007
Capacità disponibili:				
modulazione e minerari	(miliardi di metri cubi)	7,5	8,4	8,5
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	44	54	44
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	35	38	44

(4) Di cui due attualmente non operative.

Gas & Power



Principali indicatori di *performance*		2005	2006	2007
Ricavi [a]	(milioni di euro)	22.969	28.368	**27.633**
Utile operativo		3.321	3.802	**4.127**
Utile operativo *adjusted*		3.531	3.882	**4.092**
Utile netto *adjusted*		2.552	2.862	**2.936**
EBITDA pro-forma *adjusted*		4.320	4.896	**5.077**
Investimenti tecnici		1.152	1.174	**1.366**
Capitale investito netto *adjusted*		18.898	18.864	**20.547**
ROACE adjusted	(%)	13,7	15,1	**14,9**
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	94,21	98,10	**98,96**
di cui: vendite E&P [b]		4,51	4,69	**5,39**
Vendite di GNL		7,0	9,9	**11,7**
Clienti in Italia	(milioni)	6,02	6,54	**6,61**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,10	87,99	**83,28**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	27,56	31,03	**33,19**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.324	12.074	**11.582**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include le vendite di gas di E&P in Europa (4,51, 4,07 e 3,59 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2005, nel 2006 e nel 2007) e, a partire dal 2006, nel Golfo del Messico (0,62 e 1,8 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

Alleanza con Gazprom: progetto South Stream

› Nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom è stato definito nelle sue linee essenziali il progetto di realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream, che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero. L'iniziativa si inquadra nella strategia di espansione internazionale delle attività gas e supporterà Eni nella valorizzazione delle riserve acquisite in Russia.

Espansione in Francia

› È stata acquisita una significativa quota di partecipazione in Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale con una presenza nei segmenti *retail* e piccola industria. Eni supporterà lo sviluppo di Altergaz attraverso la fornitura a regime di 1,3 miliardi di metri cubi/anno per dieci anni.

Risultati finanziari

› Il settore conferma la capacità di conseguire *performance* finanziarie stabili e di elevato livello. Nel 2007 l'utile netto *adjusted* è stato di 2,94 miliardi di euro con un incremento del 2,6% rispetto al 2006 dovuto essenzialmente al miglioramento della *performance* operativa.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 14,9% (15,1% nel 2006).

› Sono stati investiti 1,37 miliardi di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, il potenziamento delle linee di importazione e il programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

Risultati operativi

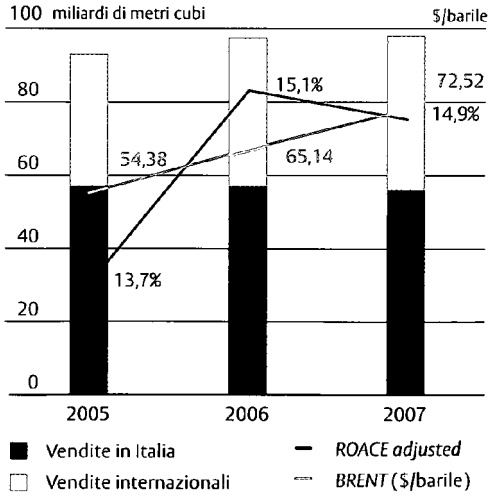
› Nel 2007 le vendite di gas naturale di 98,96 miliardi di metri cubi sono aumentate di circa l'1% rispetto al 2006 per effetto della crescita sui mercati internazionali, in particolare per le maggiori vendite nei mercati europei *target* (+17,6%, in particolare in Spagna, Turchia, Francia e Nord Europa) e di GNL sui mercati nordamericano e asiatico.

› L'obiettivo al 2011 è di conseguire un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali per le quali è previsto un tasso di incremento medio annuo del 9%.

› Le vendite di energia elettrica di 33,19 terawattora sono aumentate di 2,16 terawattora rispetto al 2006, pari al 7%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 83,28 miliardi di metri cubi sono diminuiti di 5,4% rispetto al 2006.

Redditività solida e stabile



GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,80 miliardi di metri cubi con una riduzione di 5,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (-6,1%). I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,15 miliardi di metri cubi dalle società consolidate) pari al 90% del totale sono diminuiti di 3,91 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (-4,9%), per effetto del clima mite in tutta Europa con relativi minori ritiri: (i) dai Paesi Bassi (-2,54 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,51 miliardi di metri cubi), anche per effetto dell'implementazione degli accordi con Gazprom che prevedono l'ingresso di Gazprom nel mercato delle forniture agli importatori italiani e la corrispondente riduzione dei prelievi Eni; (iii) dall'Algeria via *pipeline* (-2,29 miliardi di metri cubi). In aumento gli approvvigionamenti di gas libico (+1,54 miliardi di metri cubi) e di gas russo venduto in Turchia (+0,97 miliardi di metri cubi) in linea con la crescita delle produzioni di gas *equity* in Libia e della domanda di gas del mercato turco.

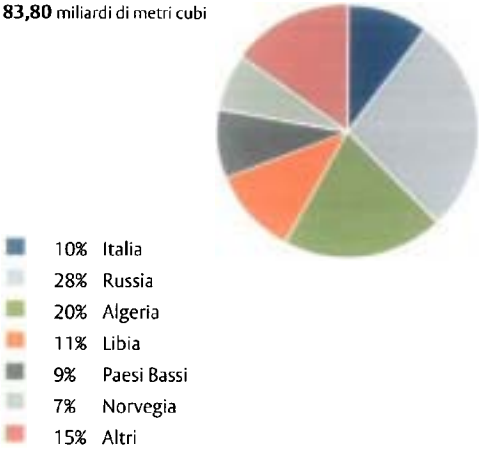
Gli approvvigionamenti in Italia (8,65 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 15,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

I volumi di gas da produzioni *equity* sono stati di circa 20 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 20% del totale delle disponibilità per la vendita. I principali flussi di gas *equity* sono rappresentati dalla produzione: (i) dei giacimenti nazionali (7,87 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2007 i due giacimenti hanno fornito 3,62 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (5,81 miliardi di metri cubi); (iv) del Golfo del Messico (1,8 miliardi di metri cubi); (v) del terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia	**10,73**	**10,21**	**8,65**	**(1,56)**	**(15,3)**
Russia per l'Italia	21,03	21,30	**18,79**	(2,51)	(11,8)
Russia per Turchia	2,47	3,68	**4,65**	0,97	26,4
Algeria	19,58	18,84	**16,55**	(2,29)	(12,2)
Paesi Bassi	8,29	10,28	**7,74**	(2,54)	(24,7)
Norvegia	5,78	5,92	**5,78**	(0,14)	(2,4)
Libia	4,61	7,70	**9,24**	1,54	20,0
Regno Unito	2,28	2,50	**3,15**	0,65	26,0
Ungheria	3,63	3,28	**2,87**	(0,41)	(12,5)
Croazia	0,43	0,86	**0,54**	(0,32)	(37,2)
Algeria (GNL)	1,45	1,58	**1,86**	0,28	17,7
Altri (GNL)	0,69	1,57	**2,32**	0,75	47,8
Altri acquisti Europa	0,41	0,78	**0,76**	(0,02)	(2,6)
Extra Europa	1,18	0,77	**0,90**	0,13	16,9
Estero	**71,83**	**79,06**	**75,15**	**(3,91)**	**(4,9)**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**82,56**	**89,27**	**83,80**	**(5,47)**	**(6,1)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,84	(3,01)	**1,49**	4,50	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,78)	(0,50)	**(0,46)**	0,04	(8,0)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	**82,62**	**85,76**	**84,83**	**(0,93)**	**(1,1)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	7,08	7,65	8,74	1,09	14,2
Volumi E&P	4,51	4,69	5,39	0,70	14,9
Totale disponibilità per la vendita	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Approvvigionamenti di gas naturale

83,80 miliardi di metri cubi



TAKE-OR-PAY

Per coprire la crescita attesa della domanda europea di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare della domanda italiana, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare, a seguito dell'accordo strategico con Gazprom firmato nel 2006 ed entrato in vigore il 1° febbraio 2007 in virtù del quale è stata prolungata fino al 2035 la durata dei contratti di approvvigionamento dalla Russia, la vita residua media del portafoglio di contratti Eni è di circa 22 anni. A regime, nel 2010, i contratti di fornitura di lungo termine, che prevedono clausole *take-or-pay*, consentiranno a Eni di approvvigionare circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel lungo termine, nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Nel 2007 le vendite di gas naturale (98,96 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate in quota Eni e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) sono aumentate di 0,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari allo 0,9%, per effetto della crescita registrata sui mercati internazionali, in particolare nelle principali aree di consumo *target* del resto d'Europa (+3,64 miliardi di metri cubi) e in extra Europa (+0,91 miliardi di metri cubi), solo in parte assorbita dalle minori vendite agli importatori in Italia (-3,43 miliardi di metri cubi) e dalla flessione delle vendite in Italia (-0,96 miliardi di metri cubi).

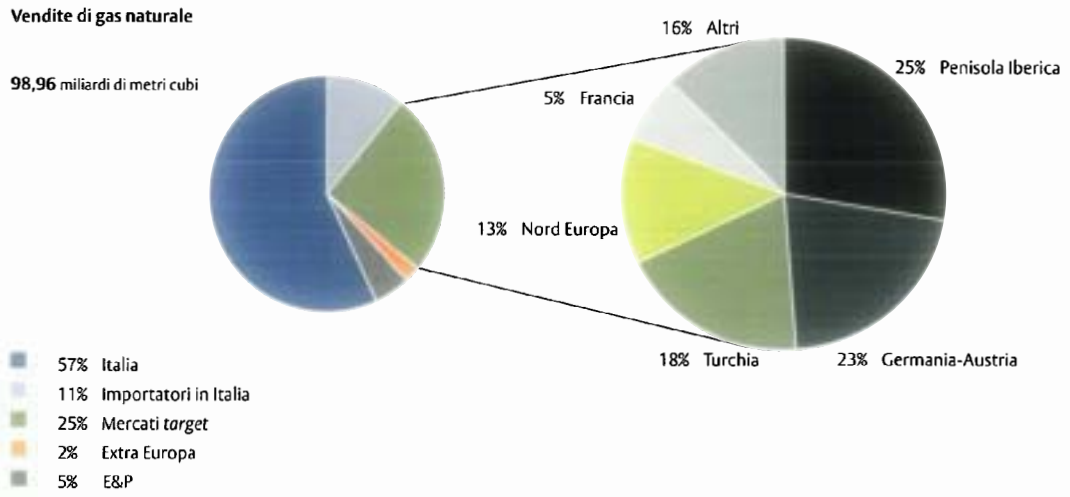
Le vendite in Italia (56,13 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi) sono diminuite di 0,96 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%; la riduzione ha riguardato in particolare i segmenti industriale (-1,56 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla pressione competitiva, e residenziale (-0,64 miliardi di metri cubi), principalmente per effetto del clima; in aumento le vendite ai termoelettrici (+0,54 miliardi di metri cubi), ai grossisti (+0,38 miliardi di metri cubi) e le vendite in base al programma di *Gas release*[1] (+0,37 miliardi di metri cubi), in relazione a nuovi impegni con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Le vendite agli importatori in Italia (10,67 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 3,43 miliardi di metri cubi in particolare per la circostanza che parte delle forniture di gas libico è stata sostituita con vendite dirette in Italia agli stessi clienti in relazione all'esigenza di ottimizzare la produzione dei giacimenti Eni, nonché per la cessazione del contratto con Promgas.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (24,35 miliardi di metri cubi, incluse le società collegate) sono aumentate di 3,64 miliardi di metri cubi, pari al 17,6%, anche in termini di quota di mercato, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Spagna (+1,67 miliardi di metri cubi) per le maggiori forniture al settore termoelettrico; (ii) Turchia (+0,94 miliardi di metri cubi), in relazione alla progressiva regimazione delle vendite attraverso il gasdotto Blue Stream; (iii) Francia (+0,55 miliardi di metri) per effetto delle azioni di *marketing* intraprese nei segmenti piccola industria e residenziale; (iv) Nord Europa (+0,53 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati dell'extra Europa (2,42 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,91 miliardi di metri cubi, registrando una crescita del 60,3% attribuibile all'aumento dei volumi di GNL venduti sui mercati dell'Estremo Oriente e degli Stati Uniti da parte della collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%).

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la cessione da parte di 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. Nel marzo 2007 è stato concordato un nuovo programma di gas *release* per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi da cedere al punto di scambio virtuale nei due anni termici del periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2009.



Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia	**58,08**	**57,09**	**56,13**	**(0,96)**	**(1,7)**
Grossisti	12,05	11,54	**11,92**	0,38	3,3
Gas release	1,95	2,00	**2,37**	0,37	18,5
Industriali	13,07	13,33	**11,77**	(1,56)	(11,7)
Termoelettrici	17,60	16,67	**17,21**	0,54	3,2
Residenziali	7,87	7,42	**6,78**	(0,64)	(8,6)
Autoconsumi	5,54	6,13	**6,08**	(0,05)	(0,8)
Resto d'Europa	**29,91**	**34,81**	**35,02**	**0,21**	**0,6**
Importatori in Italia	11,53	14,10	**10,67**	(3,43)	(24,3)
Mercati *target*	18,38	20,71	**24,35**	3,64	17,6
Penisola Iberica	*4,59*	*5,24*	**6,91**	*1,67*	*31,9*
Germania-Austria	*4,23*	*4,72*	**5,03**	*0,31*	*6,6*
Turchia	*2,46*	*3,68*	**4,62**	*0,94*	*25,5*
Nord Europa	*2,93*	*2,62*	**3,15**	*0,53*	*20,2*
Ungheria	*3,39*	*3,10*	**2,74**	*(0,36)*	*(11,6)*
Francia	*0,15*	*1,07*	**1,62**	*0,55*	*51,4*
Altro	*0,63*	*0,28*	**0,28**		
Extra Europa	1,71	1,51	**2,42**	**0,91**	**60,3**
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**4,51**	**4,69**	**5,39**	**0,70**	**14,9**
Totale vendite gas mondo	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**82,62**	**85,76**	**84,83**	**(0,93)**	**(1,1)**
Italia (inclusi autoconsumi)	58,01	57,07	**56,08**	(0,99)	(1,7)
Resto d'Europa	23,44	27,93	**27,86**	(0,07)	(0,3)
Extra Europa	1,17	0,76	**0,89**	0,13	17,1
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**7,08**	**7,65**	**8,74**	1,09	14,2
Italia	**0,07**	0,02	**0,05**	0,03	..
Resto d'Europa	6,47	6,88	**7,16**	0,28	**4,1**
Extra Europa	0,54	0,75	**1,53**	0,78	..
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**4,51**	**4,69**	**5,39**	**0,70**	**14,9**
Totale vendite gas mondo	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var.%
Vendite G&P	**3,7**	**6,4**	**8,0**	**1,6**	**25,0**
Italia	0,7	1,5	**1,2**	(0,3)	(20,0)
Penisola Iberica	3,0	4,4	**5,6**	1,2	27,3
Mercati extra europei		0,5	**1,2**	0,7	..
Vendite E&P	**3,3**	3,5	**3,7**	**0,2**	**5,7**
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	1,2	0,9	**0,7**	(0,2)	(22,2)
Point Fortin (Trinidad e Tobago)	0,6	0,4	**0,6**	0,2	50,0
Bonny (Nigeria)	1,5	1,8	**2,0**	0,2	11,1
Darwin (Australia)		0,4	**0,4**		
	7,0	**9,9**	**11,7**	**1,8**	**18,2**

GNL

Nel 2007, le vendite di GNL (11,7 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,8 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 18,2%. In particolare le vendite del settore Gas & Power (8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono incrementate di 1,6 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (+25%) per i maggiori volumi commercializzati in Penisola Iberica e sui mercati di Estremo Oriente e Stati Uniti attraverso Unión Fenosa Gas (Eni 50%).

Vendite di energia elettrica

Nel 2007 le vendite di energia elettrica (33,19 terawattora) sono aumentate di 2,16 terawattora rispetto al 2006, pari al 7%. L'incremento è dovuto essenzialmente alle maggiori disponibilità per il pieno esercizio dei gruppi del sito di Brindisi e all'aumento dell'energia elettrica acquistata da terzi in Italia e all'estero (7,7 terawattora, +24%). Le vendite di vapore (10.849 mila di tonnellate) sono aumentate di 562 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 5,5% e sono state destinate a clienti utilizzatori finali.

Le vendite di energia elettrica di 33,19 terawattora sono state destinate ai clienti del mercato libero (63%), borsa elettrica (26%), siti industriali (8%) e GSE/Cip 6 (3%). In particolare, nell'ambito del mercato libero, Eni ha fatto ingresso nel segmento residenziale con il lancio dell'offerta integrata di gas e energia elettrica (*dual offer*) che ha portato all'acquisizione nell'anno di circa 120.000 clienti.

A tal fine, Eni ha implementato il progetto di riassetto delle attività Power in base al quale le attività di commercializzazione di energia elettrica, fino a tutto il 2006 condotte dalla società EniPower, sono svolte direttamente da Eni Gas & Power consentendo di gestire in maniera integrata il portafoglio gas - elettricità e di sviluppare l'offerta commerciale congiunta. Le attività di generazione di energia elettrica sono rimaste in capo ad EniPower.

Vendite di energia elettrica (terawattora)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var.%
Mercato libero	14,76	16,22	**20,73**	4,51	27,8
Borsa elettrica	7,74	9,67	**8,66**	(1,01)	(10,4)
Siti	2,71	2,70	**2,81**	0,11	4,1
GSE/CIP 6	2,35	2,44	**0,99**	(1,45)	(59,4)
	27,56	**31,03**	**33,19**	**2,16**	**7,0**
Produzione di energia elettrica	22,77	24,82	**25,49**	0,67	2,7
Acquisti di energia elettrica	4,79	6,21	**7,70**	1,49	24,0

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (83,28 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 4,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 5,4%, essenzialmente a causa dei minori quantitativi di gas immessi in rete per la ricostituzione degli stoccaggi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,89 miliardi di metri cubi) sono stati sostanzialmente in linea con il 2006.

Nel 2007 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,38 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,13 miliardi di metri cubi nel 2006), effettuando 73 scarichi da navi metaniere (96 nel 2006).

Volumi di gas naturale trasportati [a] (miliardi di metri cubi)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni	54,88	57,09	52,39	(4,70)	(8,2)
Per conto terzi	30,22	30,90	30,89	(0,01)	
Enel	9,90	9,67	9,36	(0,31)	(3,2)
Edison Gas	7,78	8,80	7,16	(1,64)	(18,6)
Altri	12,54	12,43	14,37	1,94	15,6
	85,10	87,99	83,28	(4,71)	(5,4)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

MERCATO

Azioni commerciali in Francia: acquisto di una partecipazione in Altergaz

Il 28 giugno 2007 Eni ha firmato l'accordo per l'acquisizione della partecipazione del 27,8% nella società Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale attivo nella fornitura ai settori della piccola industria e del residenziale. L'operazione ha comportato l'esborso di 20,3 milioni di euro. Eni esercita il controllo congiunto della società per effetto di un patto parasociale con i soci fondatori e, a partire dal 2010, potrà rilevare le quote in possesso di tali soci ottenendo il controllo esclusivo in forza di un'opzione di acquisto. Nel gennaio 2008 Eni ha rilevato un ulteriore 10% del capitale di Altergaz posseduto da un investitore istituzionale. Altergaz fornisce circa 3.500 clienti della piccola industria con un fatturato di circa 60 milioni di euro, avendo l'accesso alle infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio francesi e le autorizzazioni a esercitare attività di vendita ai settori della piccola industria, Pubblica Amministrazione e *retail* (residenziale e commerciale). Eni supporterà lo sviluppo di Altergaz nei mercati *retail* e piccola industria attraverso un contratto di fornitura decennale di 1,3 miliardi di metri cubi/anno. In particolare, il mercato *retail* francese liberalizzato a partire dal 1° luglio 2007 presenta significative opportunità di sviluppo con 11,5 milioni di clienti e consumi pari a circa il 60% dei consumi nazionali di gas.

L'operazione si inquadra nella strategia di crescita internazionale nella commercializzazione di gas e rafforza ulteriormente la *leadership* europea di Eni nel mercato del gas.

BUSINESS DEL GNL

Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7,6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel 2007 il settore Gas & Power ha ritirato 0,8 milioni di tonnellate di GNL per la commercializzazione sul mercato europeo.

I *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas e la società egiziana EGAS con i produttori Eni e BP) hanno definito il piano di raddoppio della capacità dell'impianto. Il progetto è previsto ottenere la ratifica da parte delle competenti autorità egiziane nel primo semestre del 2008.

Spagna

Attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 21,25% nell'impianto di rigassificazione di Sagunto (Valencia) della capacità di circa 6,7 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata a Eni è pari a 1,6 miliardi di metri cubi/anno. Nel 2007 sono state rigassificate 0,9 milioni di tonnellate di GNL in conto Eni equivalenti a 1,4 miliardi di metri cubi per la commercializzazione diretta sul mercato iberico, in particolare ai clienti termoelettrici. È in corso il piano di incremento della capacità dell'impianto di 0,8 miliardi di metri cubi/anno con entrata in esercizio nel 2009 e l'ampliamento della capacità di

stoccaggio con un terzo serbatoio. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas Eni partecipa con il 9,5% nell'impianto di rigassificazione di El Ferrol (Galizia), entrato in esercizio nella seconda parte del 2007. L'impianto ha una capacità di rigassificazione di circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata in quota Eni sarà pari a 0,4 miliardi di metri cubi/anno. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas, Eni ha acquisito la società spagnola Nuelgas, che possiede piccoli campi di produzione di gas naturale in fase di esaurimento, con l'obiettivo di convertirli in stoccaggi sotterranei.

USA

Eni ha in programma lo sviluppo del *business* GNL nel mercato strategico degli Stati Uniti dove è presente attraverso la partecipazione del 40% nel terminale di rigassificazione in costruzione a Cameroun, sulla costa della Louisiana, della capacità iniziale di 15,5 miliardi di metri cubi/anno, 6 in quota Eni. Nell'ambito delle iniziative volte ad assicurare le forniture all'impianto:

i) nel febbraio 2007 Eni ha firmato un accordo ventennale con la Nigeria LNG Ltd per l'acquisto di 1,375 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a circa 2 miliardi di metri cubi), derivanti dall'ampliamento della capacità di liquefazione (Train 7) del terminale di Bonny in Nigeria, previsto per il 2012;

ii) sono in corso trattative con Brass LNG Ltd per l'acquisto di 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a circa 2,3 miliardi di metri cubi/anno).

Nel dicembre 2007, Eni ha acquisito una quota pari a circa 5,6 miliardi di metri cubi/anno della capacità del terminale di rigassificazione che sarà costruito presso Pascagoula in Mississippi. L'iniziativa è collegata al progetto Angola LNG in *partnership* con la società di stato angolana Sonangol (v. il settore Exploration & Production) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas naturale prodotto in Angola destinato al mercato Nordamericano con un flusso annuo di 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi sul mercato di consumo). Gli accordi con Sonangol prevedono, tra l'altro, il diritto di Eni di ottenere una quota di gas *equity* pari a 0,94 miliardi di metri cubi/anno rigassificato presso Pascagoula per la successiva commercializzazione.

Italia

Eni ha in programma l'incremento della capacità dell'esistente terminale di Panigaglia per ulteriori 4,5 miliardi di metri cubi/anno con entrata a regime nel 2014. Inoltre sono stati effettuati studi preliminari per la realizzazione di un terminale di rigassificazione *offshore* finalizzati ad individuare le possibili soluzioni tecniche.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Alleanza con Gazprom: progetto South Stream

Il 23 giugno 2007, nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* per la realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream, che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero.

L'intesa prevede lo studio della fattibilità tecnica ed economica del progetto, le opportune verifiche politiche e regolatorie e definisce le modalità di collaborazione tra i due *partner* per la progettazione, il finanziamento, la costruzione e la gestione tecnica e commerciale dell'opera. La capacità di trasporto dell'infrastruttura sarà determinata in base alle analisi di mercato sui fabbisogni dei Paesi di transito e dei Paesi d'arrivo. A tal fine i due *partner* hanno costituito la società paritetica South Stream AG che ha l'obiettivo di completare entro la fine del 2008 lo studio di fattibilità tecnica, economica e politica del progetto. Una valutazione effettuata da Saipem indica che i costi di realizzazione di tale progetto sono analoghi a quelli che si sosterrebbero per la realizzazione di un'intera filiera GNL.

Il South Stream sarà costituito da due tratti: (i) la sezione *offshore* prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa di Beregovaya (stesso punto di partenza del Blue Stream) a quella bulgara di Varna, con un percorso complessivo di circa 900 chilometri e profondità massime di oltre 2.000 metri; (ii) la sezione *onshore* prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest che realizzerebbe l'attraversamento di Serbia e Ungheria per connettersi ai gasdotti provenienti dalla Russia; una tratta verso Sud Ovest che realizzerebbe l'attraversamento di Grecia e Albania per connettersi alla rete nazionale italiana. Eni e Gazprom realizzeranno il progetto utilizzando le più moderne tecnologie nel rispetto dei più avanzati criteri ambientali.

L'implementazione dell'accordo consentirà a Eni di valorizzare ulteriormente le recenti acquisizioni degli *asset* gas ex-Yukos.

GreenStream - Libia

Eni intende realizzare il potenziamento del gasdotto di importazione dalla Libia per consentire un aumento della capacità di trasporto da 8 a 11 miliardi di metri cubi/anno entro il 2012.

TAG - Russia

La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 37 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, con

entrata in esercizio attualmente prevista dal 1° ottobre 2008, prevede un incremento della capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno; la relativa procedura di assegnazione verso terzi é stata perfezionata nel febbraio 2006. La seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno, invece, è prevista entrare in esercizio nel IV trimestre del 2009 a causa delle difficoltà nell'ottenimento dei permessi di costruzione da parte delle autorità locali; la relativa procedura di allocazione si terrà nel corso del 2008.

TTPC - Algeria

La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 27 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, con entrata in esercizio attualmente prevista dal 1°aprile 2008, prevede un incremento della capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno; la relativa procedura di assegnazione verso terzi è stata perfezionata nel novembre 2005. Per la seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno, invece, si prevede l'entrata in esercizio nell'ottobre 2008; la relativa procedura di allocazione verso terzi si è conclusa nel febbraio 2007.

La capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, è già adeguata alla nuova capacità del TTPC.

Sono inoltre allo studio progetti di potenziamento della capacità delle dorsali di importazione dai Paesi Bassi e dalla Norvegia (gasdotti Tenp e Transitgas).

Galsi

Snam Rete Gas ha allo studio la realizzazione della sezione italiana del nuovo gasdotto di importazione Galsi che collegherà l'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno.
La sezione italiana di questa nuova infrastruttura sarà costituita da un tratto *onshore* che attraverserà la Sardegna e un tratto *offshore* che raggiungerà la Toscana dove si collegherà con la rete nazionale per uno sviluppo complessivo di 600 chilometri. La società Galsi sarà responsabile dello sviluppo dell'ingegneria, dell'ottenimento dei permessi e delle principali autorizzazioni necessarie e Snam Rete Gas sarà responsabile della realizzazione dell'opera e della successiva gestione dell'attività di trasporto.



Italia - Portovenere, gasiera LNG Lerici

Regolamentazione

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 quota 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 quota 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 quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema.
Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del decreto nello stesso periodo. Il 2007 chiude il quarto triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la quota media consentita è pari al 67% dei consumi nazionali di gas naturale, e il terzo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.