

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Guendalina (Eni 80%), con una produzione iniziale pari a circa 3 mila boe/giorno; (ii) Capparuccia (Eni 95%), con start-up produttivo pari a circa 4 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'acquisto di un ulteriore quota di partecipazione sul giacimento Annamaria (Eni 100%).

Continua il programma di sviluppo in Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e l'ammodernamento delle facility di produzione. Nell'ambito del Protocollo d'intesa con la Regione Basilicata, è stato inaugurato l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri con funzioni informative sullo stato della qualità ambientale e sanitaria nell'area.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di sidetrack e work-over su Calpurnia, Daria (Eni 51%), Barbara, Clara Nord (Eni 51%) e Gela per l'ottimizzazione della produzione; (ii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iii) il completamento delle attività di sviluppo sul giacimento Tesoro (Eni 45%).

Nel corso dell'anno è stato rinnovato il VI Accordo di collaborazione per il periodo 2011-2014 con il Comune di Ravenna per la realizzazione di interventi a salvaguardia dell'area costiera.

Nel campo della ricerca, 11 applicazioni di nuove tecnologie e quattro progetti sono stati sviluppati con applicazioni su asset italiani. Sono in corso progetti in collaborazione con sedici tra i principali centri di ricerca ed atenei italiani, per un investimento di circa 9 milioni di euro. È stata applicata con successo sul giacimento Clara Est, in Adriatico, una metodologia proprietaria per la caratterizzazione di giacimenti a strati sottili con l'individuazione di circa 3 milioni di boe di volumi addizionali di idrocarburi.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza PL532 (Eni 30%) con le due importanti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis, con riserve recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. Questo consente di realizzare un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Sono state acquisite tre licenze esplorative nel Mare di Barents: (i) la PL657 (Eni 80%, operatore) nel gennaio 2012. In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility del giacimento operato di Goliat (Eni 65%) e ridurre significativamente il time-to-market; (ii) nel maggio 2011, la PL608 (Eni 30%) situata nelle immediate vicinanze della scoperta di Skrugard e la PL226B (Eni 31%) in un'area ancora inesplorata ad elevata prospettiva.

È stato completato il programma di sviluppo del giacimento Morvin (Eni 30%). Il picco produttivo di 22 mila boe/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Nel corso dell'anno è stato implementato

un protocollo operativo d'intesa con le Autorità Norvegesi per il rispetto della biodiversità nell'area di Goliat. Nell'ambito delle procedure per fronteggiare situazioni di emergenza sono stati sviluppati standard per testare i disperdenti e i beach cleaners che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in vicinanza di zone costiere. Tali standard di emergenza saranno recepiti dalla legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale.

Nell'anno sono state rafforzate partnership con le istituzioni e università locali finalizzate al potenziamento delle attività di training professionale per la formazione di personale qualificato per il progetto Goliat e per la gestione degli oil spill.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare prosegue lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore) il cui avvio produttivo è avvenuto ad inizio aprile 2012 con una produzione media attesa nel corso dell'anno di circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni). Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%). Sono in corso le attività di delineazione della scoperta.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le relative attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso a fine 2012; (ii) la fase 2 di sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma, mentre è in corso la perforazione di pozzi di produzione che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Lo start-up è atteso nel 2013; (iii) lo sviluppo del giacimento a petrolio e gas di Kinnoull (Eni 16,67%). Le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, sono terminate. È in corso la costruzione della pipeline di collegamento alle facility di trattamento di Andrew (Eni 16,21%), di cui è previsto l'upgrading per il trattamento della produzione addizionale. L'avvio produttivo è previsto nel 2013; e (iv) le attività di concept definition per la definizione del piano di sviluppo del giacimento a olio Mariner. La sanction del progetto è attesa nei primi mesi del 2013.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%). La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nel 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. L'avvio produttivo è previsto nel 2012.

Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il tratta-

mento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio del giacimento CAFI sono previsti rispettivamente nel 2012 e 2014.

Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2015. Le altre attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un impianto di trattamento di gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese per la produzione di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività near field: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con i pozzi di scoperta a olio di BB-10, BLNE-1 e EBL-1, allacciati alle facility produttive presenti nell'area; (ii) nella development lease Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East, allacciate alle facility produttive nell'area; (iii) nella development lease Melehi (Eni 56%) con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW, Dorra-1X e Melehi North-1X, avviati in produzione; (iv) nella concessione East Kanayis (Eni 100%) con le due scoperte ad olio di Qattara Rim-3 e Qattara North-1.

Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Denise B nella concessione di El Temsah (Eni 50%, operatore), seconda fase di sviluppo del giacimento omonimo, attraverso la perforazione di ulteriori 3 pozzi subsea collegati alle facility di produzione presenti nell'area, con una produzione iniziale pari a circa 7 mila boe/giorno in quota Eni. Il picco produttivo di circa 14 mila boe/giorno è atteso nel 2012.

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione; (ii) le attività del progetto Seth (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva. L'avvio è previsto nel 2012.

Continua lo sviluppo nel Paese di tecnologie innovative di proprietà Eni quali la Circulation Device per un migliore controllo idraulico nelle attività di drilling, la realizzazione di un processo di recupero assistito innovativo [acoustic stimulation] e l'applicazione di un sistema di consolidamento sabbie che consente di mantenere sand free la produzione.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 2 (Eni 20%) nell'ambito del Progetto Gas, con i pozzi di appraisal Garoupa-2 e Garoupa Norte 1 mineralizzati a gas e condensati; (ii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con la significativa scoperta a gas e condensati di Lira; (iii) nel Blocco 15/06 con la scoperta a olio Mukuvu-1, e i pozzi di appraisal Cinguvu-2 e Cabaça South East-3 mineralizzati a petrolio. Le scoperte conseguite nel Blocco 15/06 hanno incrementato il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, e East Hub. Lo start-up è atteso nel 2014 e 2015, rispettivamente. Le attività di perforazione di commitment sono state completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, anche grazie all'applicazione delle tecnologie

proprietarie Eni. Le tecnologie Eni-deep water dual casing (e-dwdc™), Depth Velocity Analysis ed Eni Circulation Device hanno permesso di massimizzare la sicurezza delle operazioni di perforazione in acque profonde attraverso un più accurato controllo idraulico del pozzo e l'aggiornamento in tempo reale dei dati di sottosuolo.

Nel 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. In particolare, il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è stata approvata da parte delle competenti Autorità.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0 (Eni 9,8%), sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

Nell'Area A si è conclusa la fase di Concept Definition dell'ulteriore fase di sviluppo del giacimento di Mafumeira. Il sanzionamento del progetto è atteso nel 2012, con start-up nel 2015.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelliti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (circa 21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo.

Sono state completate le facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque per l'invio all'impianto di liquefazione partecipato A-LNG.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti Autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel secondo trimestre del 2012. Il GNL sarà inizialmente destinato al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione di Pascagoula, nel Mississippi (quota Eni di capacità pari a circa 6,8 miliardi di metri cubi/anno). È stata costituita una società congiunta tra i partner dell'iniziativa per la commercializzazione su altri mercati.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner (Gas Project) per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolge il ruolo di Technical Advisor.

È in corso il progetto per il potenziamento dei servizi sanitari di base (Primary Health Care) nell'area di Luanda con la riabilitazione ed equipaggiamento di strutture, tra cui un Centro nutrizionale e una rete di Centri di salute. Inoltre sono state supportate campagne di vaccinazione in collegamento con i programmi sanitari del Paese e organizzate sessioni di formazione del personale locale.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito l'avvio produttivo del giacimento offshore Libondo (Eni 35%), con una produzione di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring atteso nel 2012. Inoltre, a partire dal 2009, sono stati finalizzati contratti di lungo termine per la fornitura del gas associato di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno) con una produzione pari a 50 MW; (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2011 le forniture di M'Boundi alle centrali elettriche CEC e CED sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno in quota Eni). Continuano le attività del progetto RiT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese.

Nel 2011 è stato firmato con la Repubblica del Congo un Memorandum of Understanding per la realizzazione di un progetto integrato per il miglioramento delle condizioni di vita degli abitanti intorno all'area industriale di M'Boundi, in ambito di salute, istruzione, ambiente e sviluppo economico.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione dei giacimenti in produzione anche attraverso l'applicazione di nuove tecnologie, tra le quali: (i) in un pozzo del giacimento Loango (Eni 50%), l'applicazione di una tecnologia di perforazione che aumenta l'area di contatto pozzo-reservoir con un incremento di produzione di circa 300 barili/giorno; (ii) nel giacimento Zatchi (Eni 65%), un sistema innovativo di consolidamento sabbie ha consentito di mantenere sand free la produzione.

Nel corso dell'anno è stato raggiunto l'obiettivo di zero gas flaring sul campo offshore di Kitina (Eni 35,75%) a seguito del completamento della seconda fase del progetto water alternate gas.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Sankofa-2 e la scoperta Gye Nyame entrambe mineralizzate a gas e condensati, nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,2%). I successi esplorativi hanno beneficiato dell'applicazione delle tecnologie proprietarie nel campo di seismic imaging di recente sviluppo e di drilling, tra cui Eni Circulation Device per un controllo idraulico più efficace durante le attività. Sono in corso di studio possibili sinergie di sviluppo delle recenti scoperte. Nell'anno è stato avviato un progetto a favore delle comunità di pescatori dello Jomoro District che prevede il miglioramento dell'accesso ai servizi sanitari, il sostegno dell'economia locale e programmi di formazione volti al miglioramento della gestione dell'attività economica da parte delle donne e dei giovani.

Mozambico L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo nell'Area 4 (Eni 70%, operatore) nel bacino di Rovuma, con le scoperte giant di gas: (i) il pozzo esplorativo Mamba South 1 con un potenziale minerario stimato in 637,5 miliardi di metri cubi di gas in posto; (ii) Mamba North 1 con risorse potenziali pari a 212,5 miliardi di metri cubi; e (iii) Mamba North East 1 con risorse potenziali di almeno 283 miliardi di metri cubi. I successi esplorativi

conseguiti nell'area hanno beneficiato dell'applicazione di sistemi proprietari di elaborazione delle immagini sismiche. I pozzi sono stati perforati con la tecnologia proprietaria Eni deep water dual casing (e-dwdc™).

Nel prossimo biennio è in programma la perforazione fino a 8 ulteriori pozzi nelle aree limitrofe al fine di valorizzare l'alto potenziale del complesso Mamba.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Opugbene 2 mineralizzato a gas e condensati nel Blocco OML 36 (Eni 5%).

Nel corso dell'anno sono state completate alcune operazioni di ottimizzazione del portafoglio di asset in produzione nel Paese, nell'ambito di una strategia di crescita selettiva degli investimenti: (i) l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GPDC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco OPL 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore; (ii) la cessione della partecipazione del 5% nei Blocchi OML 26 e OML 42; (iii) il perfezionamento dell'accordo di cessione del 40% nei Blocchi OML 120 e 121. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità.

Nel corso dell'anno sono state completate le facility per la fornitura di energia elettrica presso otto comunità nell'area del Delta del Niger, con un investimento complessivo di circa 1 milione di euro. Il progetto che comprende la realizzazione di tutte le infrastrutture necessarie, prevede il raggiungimento di ulteriori diciassette comunità locali.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le due principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny e di flaring down dell'area. Nell'ambito delle iniziative relative al supply dell'impianto GNL di Bonny, è stato completato l'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom per la compressione e l'esportazione del gas al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo con start-up in early-production nel 2012. Sono stati completati nel biennio 2010-2011 i progetti di flaring down presso le unità produttive di Kwale, Obiafu/Obrikom e il centro olio di Ebocha. Il programma prosegue attraverso l'upgrading della flowstation del giacimento Idu e dell'impianto di trattamento di Ogbainbiri, con completamento atteso nel 2012.

Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato di petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi.

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare, attraverso il collegamento all'esistente gas pipeline di Escravos-Lagos, le forniture al mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2013.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture 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 feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. 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 feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di vent'anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/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 partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a ovest di Bonny. 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 feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,3 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 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL; in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2012.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione della Fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il Consorzio è focalizzato sul completamento della Fase 1 e il con-

seguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della Fase 1 è pari al 90%; in particolare, le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione, risultano completate per circa il 98%.

Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, dell'avvio della produzione entro fine 2012 o nei primi mesi del 2013.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nel 2014, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della Fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con lo sviluppo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso; la presentazione del progetto alle Autorità è prevista nel 2012. Per la Fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo che si prevede verranno completati nel corso del 2012.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali. Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il completamento della prima fase del programma integrato per la gestione della biodiversità. Il progetto Eni relativo all'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) è in fase conclusiva. L'obiettivo del progetto è di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Al 31 dicembre 2011 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 6,7 miliardi di dollari pari a 5,2 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2011, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2011 (5,1 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,6 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 449 milioni di boe con una diminuzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010, dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent e a revisioni.

La tecnologia Eni-Extreme Lean Profile (x-lp™) è stata utilizzata nella perforazione dei pozzi di sviluppo consentendo di ridurre i costi e l'impatto ambientale della perforazione. Inoltre, in un pozzo di sviluppo è stata applicata per la prima volta un'innovativa valvola di sicurezza installata nel casing e realizzata in acciaio speciale per resistere a condizioni corrosive legate a fluidi di giacimento.

Karachaganak Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno firmato un accordo vincolante con la Re-

pubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della Compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio si realizzerà attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per l'incasso netto di 1 miliardo di dollari (325 milioni di dollari in quota Eni). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive. Gli effetti economici e sugli entitlement di riserve e produzioni saranno rilevati nell'esercizio 2012 al perfezionarsi dell'operazione.

È stata completata una quarta unità di trattamento che consente di aumentare i liquidi destinati all'esportazione attraverso il Caspian Pipeline Consortium.

È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazakha.

Sono in corso iniziative nell'ambito di progetti idrico-energetici a sostegno delle comunità locali. In particolare è stata completata la realizzazione del gasdotto Aksai-Uralsk ed è in programma la costruzione di: (i) facility per incrementare la disponibilità di acqua potabile nell'area di Berezovka; (ii) una rete elettrica collegata alla centrale di Uralsk da 54 MW.

Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 500 milioni di boe sulla base del working interest del 32,5% corrispondente alla quota pre-cessione. La riduzione di 57 milioni di boe rispetto al 2010 è connessa principalmente all'effetto prezzo e alla produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore), nel bacino di Kutei.

Nel 2011 sono stati assegnati a Eni due contratti esplorativi su temi a gas entrambi con il ruolo di operatore: (i) il Blocco Arguni I al 100% situato offshore e onshore nel bacino di Bintuni, nelle vicinanze di un terminale di liquefazione. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di due pozzi nei primi tre anni della licenza; (ii) il Blocco North Ganai in consorzio con altre compagnie internazionali, situato nell'offshore indonesiano nei pressi delle importanti scoperte di Jangkrik e del terminale di liquefazione partecipato di Bontang. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un pozzo durante i primi tre anni della licenza.

Nel corso dell'anno, il piano di sviluppo su temi a gas dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese. Le attività di sviluppo offshore del giacimento Jangkrik comprendono la perforazione di pozzi produttori, l'installazione di una Floating Production Unit per il trattamento

del gas e dei condensati prodotti nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione al network onshore esistente per il collegamento all'impianto di Bontang per il gas; i condensati saranno trasportati agli impianti di trattamento esistenti nell'area. L'avvio produttivo è atteso nel 2016.

Il progetto offshore del giacimento Jau prevede la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2016.

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutterà le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Lo start-up è atteso nel 2013. Nel novembre 2011, è stato firmato con la compagnia elettrica di Stato Indonesiana PT Perusahaan Listrik Negara, un Memorandum of Understanding per la fornitura di gas da CBM per circa 14 mila metri cubi/giorno per almeno 5 anni (pari a circa 5 milioni di metri cubi/anno) per l'alimentazione di una centrale elettrica. La finalizzazione del contratto di fornitura è in corso.

Nell'ambito delle attività condotte da Eni a sostegno delle comunità locali, sono stati effettuati attività medico-chirurgiche sulla popolazione infantile, in particolare nell'East Kalimantan, in prossimità del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore).

Iran È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Continuano le attività di sviluppo del giacimento Zubair (Eni 32,8%). Il progetto della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno entro il 2016. Sono previste due fasi integrate e consequenziali: (i) Rehabilitation Plan finalizzato sia al miglioramento delle attuali condizioni operative e ad arrestare il declino produttivo sia a svolgere attività di appraisal sui giacimenti in produzione o scoperti, ma non ancora sviluppati; (ii) Enhanced Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.

Sono state avviate le attività del progetto pilota Water Agribusiness nell'area di Zubair. Il programma ha l'obiettivo di implementare un modello di produzione rurale sostenibile che si basa sul riutilizzo dell'acqua proveniente dalle produzioni agricole creando unità produttive con bassi costi di gestione anche attraverso una maggiore efficienza energetica. Il progetto mira alla creazione di un modello di sviluppo di riferimento a livello internazionale per accrescere le opportunità d'investimento e creare occupazione.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%), che ha prodotto in fase di test fino a 1,4 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il pozzo di scoperta Lundo e di appraisal Tajjal 4, nel permesso di Gambat (Eni 23,7%). Il secondo con avvio produttivo atteso nel 2012; (iii) con il pozzo esplorativo Misri Bhambroo nel permesso SW Miano II (Eni 33,3%).

Le altre principali attività dell'anno hanno riguardato attività per ar-

restare il declino naturale: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) dove è stato completato il sistema di compressione. Sono in corso attività di drilling e interventi di ottimizzazione della produzione al fine di estendere il plateau produttivo; (ii) nel campo di Zamzama (Eni 12,75%) dove si è conclusa la prima fase del progetto Front End Compression. È in programma la perforazione di due pozzi nel 2012; (iii) i progetti Miano Front End Compression (Eni 15%) e Badhra Field Compression (Eni 40%, operatore) sono stati completati nel corso dell'anno.

Nell'ambito delle iniziative a sostegno delle comunità locali, sono state realizzate strutture sanitarie e facility di distribuzione e gestione di acqua potabile in prossimità delle aree di Bhit, Bahdra e Kadanwari.

L'utilizzo di algoritmi innovativi proprietari di elaborazione dei dati sismici tra i quali Common Reflection Surface Stack (e-crs™) ha permesso di evidenziare chiaramente la struttura mineralizzata e quindi di posizionare con successo il pozzo Badhra 6.

Russia Nel settembre 2011 è stato firmato il contratto che sancisce l'impegno di Gazprom ad acquistare il gas prodotto dal giacimento Samburgskoye, detenuto dalla joint venture Severenergia (Eni 29,4%). Tale accordo ha consentito di approvare la Final Investment Decision (FID) per lo sviluppo del giacimento. Lo start-up è atteso nel 2012.

Nel corso dell'anno è stata conseguita la FID anche per il giacimento onshore a gas e condensati di Urengoiyskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%) nel Golfo del Messico, consentendo il sanzionamento del progetto di sviluppo della Greater Hadrian Area.

Nel 2011 è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Appaloosa (Eni 100%), nel Golfo del Messico, con una produzione pari a circa 7 mila barili/giorno. Il petrolio è trattato presso la piattaforma operata Corral con una capacità di 33 mila barili/giorno in quota Eni; (ii) Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Continuano le attività di drilling a progetto. Lo sviluppo di Nikaitchuq è stato reso possibile dall'utilizzo di tecnologie innovative: (i) la tecnologia proprietaria Eni Circulation Device che ha permesso di massimizzare il tratto orizzontale dei pozzi, anche a profondità ridotte; (ii) il completamento con il rilevamento della temperatura nel tratto orizzontale del pozzo attraverso sensori a fibra ottica per aumentare il fattore di recupero (Distributed Temperature Sensing e Injection Control Devices); (iii) la prima installazione mondiale di una pompa elettrica sommersa completamente estraibile senza l'uso di impianti di work-over. Il completamento è atteso nel 2014. La produzione media annua raggiungerà un plateau di circa 21 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc. nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 9 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato interventi di work-over sul giacimento Goldfinger (Eni 100%) e Spiderman (Eni 36,7%) nonché la perforazione di pozzi di sviluppo su Triton (Eni 75%).

Venezuela Sono proseguite le attività progettuali per lo sviluppo del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2012 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA. Nel corso del 2011 sono stati assegnati i contratti di ingegneria upstream relativi agli impianti di trattamento. L'avvio delle attività di perforazione è previsto nel 2012. Eni ha concordato di finanziare la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di produzione anticipata fino ad un ammontare pari a 1,5 miliardi di dollari. Inoltre Eni dedicherà una parte del bonus di Junin 5 e fornirà un finanziamento a PDVSA per un totale combinato di 500 milioni di dollari per la realizzazione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria, confermando il proprio impegno nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela. La perforazione dei pozzi Perla 4 e 5 ha incrementato il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. PDVSA detiene il diritto di entrare nella società durante la fase di sviluppo con una partecipazione del 35%. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto, che sarà operato congiuntamente. La FID della prima fase di sviluppo è stata sanzionata nel corso dell'anno ed è stato firmato un Gas Sale Agreement con PDVSA. Sono in corso di assegnazione i contratti EPC per la realizzazione del progetto. Inoltre, nell'ambito delle iniziative Eni a sostegno delle comunità locali sono state avviate le attività per la realizzazione di edifici adibiti all'istruzione primaria in prossimità dell'area costiera del blocco.

La prima fase accelerata di sviluppo (early-production) della scoperta Perla, prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto ad un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 10 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2014.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi di sviluppo che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facility di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Proseguono le attività a progetto sul giacimento in produzione di Corocoro (Eni 26%). Nel corso del 2012, con l'entrata in funzione della Central Production Facility (CPF), si prevede di superare il picco di 42 mila barili/giorno (circa 11 mila in quota Eni). L'ulteriore fase di sviluppo permetterà di raggiungere un livello produttivo di oltre 51 mila barili/giorno nel 2015.

Australia e Oceania

Australia Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di

Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la FID.

Nel novembre 2011 Eni ha acquisito la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

È stata avviata la produzione del campo a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Leste e l'Australia. Lo start-up è stato conseguito attraverso il: (i) posizionamento ottimale dei pozzi di sviluppo in offshore profondo anche tramite l'applicazione di metodologie innovative di sviluppo Eni (Depth Velocity Analysis, e-dva™ e Reverse Time Migration) per l'elaborazione di dati sismici; (ii) collegamento ad un impianto FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Il picco produttivo di oltre 40 mila barili/giorno è atteso nel 2012.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.435 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di

sviluppo (7.357 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo ed Egitto nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 754 milioni di euro principalmente in Nigeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e work-over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Indonesia, Ghana, Egitto, Nigeria e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2011 le attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production (90 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) tecnologie geofisiche e geologiche e di petroleum system modelling per incrementare il successo esplorativo; (ii) tecnologie e processi innovativi che consentono di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia contenenti risorse non convenzionali; (iii) tecnologie per migliorare l'efficienza della perforazione, in particolare in contesti sfidanti quali acque ultraprofonde e reservoir caratterizzati da alte pressioni e temperature, mantenendo il massimo livello di sicurezza; (iv) miglioramento delle performance operativa e ambientale incluso l'incremento dell'efficienza energetica e la sequestrazione dell'anidride carbonica. Sono state depositate 15 domande di brevetto.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		697		754	754	..
Africa Settentrionale		351		57		
Africa Sub-Sahariana		73		697		
Resto dell'Asia		94				
America		179				
Esplorazione		1.228	1.012	1.210	198	19,6
Italia		40	34	38	4	11,8
Resto d'Europa		113	114	100	(14)	(12,3)
Africa Settentrionale		317	84	128	44	52,4
Africa Sub-Sahariana		284	406	482	76	18,7
Kazakhstan		20	6	6		
Resto dell'Asia		159	223	156	(67)	(30,0)
America		243	119	60	(59)	(49,6)
Australia e Oceania		52	26	240	214	..
Sviluppo		7.478	8.578	7.357	(1.221)	(14,2)
Italia		689	630	720	90	14,3
Resto d'Europa		673	863	1.596	733	84,9
Africa Settentrionale		1.381	2.584	1.380	(1.204)	(46,6)
Africa Sub-Sahariana		2.105	1.818	1.521	(297)	(16,3)
Kazakhstan		1.083	1.030	897	(133)	(12,9)
Resto dell'Asia		406	311	361	50	16,1
America		706	1.187	831	(356)	(30,0)
Australia e Oceania		435	155	51	(104)	(67,1)
Altro		83	100	114	14	14,0
		9.486	9.690	9.435	(255)	(2,6)

Gas & Power

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,85	3,74	2,33
Indice di frequenza infortuni contrattisti		9,48	8,24	8,38
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	30.447	29.576	34.731
Utile operativo		3.687	2.896	1.758
Utile operativo adjusted		3.901	3.119	1.946
Mercato		1.721	733	(550)
Business regolati Italia		1.796	2.043	2.112
Trasporto internazionale		384	343	384
Utile netto adjusted		2.916	2.558	1.541
EBITDA pro-forma adjusted		4.403	3.853	2.565
Mercato		2.392	1.670	364
Business regolati Italia		1.345	1.486	1.535
Trasporto internazionale		666	697	666
Investimenti tecnici		1.686	1.685	1.721
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		25.024	27.270	27.660
ROACE adjusted	(%)	12,3	9,8	5,6
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	96,76
Vendite di GNL ^(c)		12,9	15,0	15,7
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	7,10
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	76,90	83,31	78,30
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	40,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.404	11.245	10.907
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ e)	14,60	15,79	14,75
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	83,7	87,4	91,0
Prelievi idrici/kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,015	0,013	0,014

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010, rispettivamente).

(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Performance dell'anno

➤ È proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-38% rispetto al 2010) grazie al rafforzamento delle iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione dei lavoratori.

➤ Nell'ambito dell'attività di vendita ai clienti residenziali, il Punteggio di Soddisfazione dei Clienti (PSC) (oggetto di verifica semestrale da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas) è aumentato raggiungendo il valore di 91,0 (base 100) nel primo semestre 2011 rispetto alla media di 89,8 registrata dal panel delle utility di riferimento.

➤ Nel 2011, l'utile netto adjusted è stato di 1.541 milioni di euro con una flessione del 39,8% rispetto al 2010 dovuta al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita, nonché dall'indisponibilità del gas libico, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio e da condizioni climatiche particolarmente miti. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio. Positive le performance operative registrate dal Trasporto internazionale e dai Business regolati Italia.

➤ Il ROACE adjusted è stato del 5,6% (9,8% nel 2010).

➤ Le vendite di gas mondo hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese, nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL nonostante la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e la contrazione registrata in Belgio.

- Le vendite di energia elettrica di 40,28 terawattora sono aumentate di 0,74 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,9%.
- I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 78,30 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 6% rispetto al 2010 a causa della forte contrazione della domanda gas in Italia.
- Sono stati investiti 1.721 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di upgrading e miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.
- Nel 2011, la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 2 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi.

Accordo con Gazprom

➤ Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011. Sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Cessione dei gasdotti internazionali

➤ Nel 2011 sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (TENP e Transigaz) e dalla Russia (TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea. Il corrispettivo della cessione ammonta complessivamente a circa 1,5 miliardi di euro. I contratti di ship-or-pay di Eni rimarranno in vigore.

Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasileiro Distribuidora

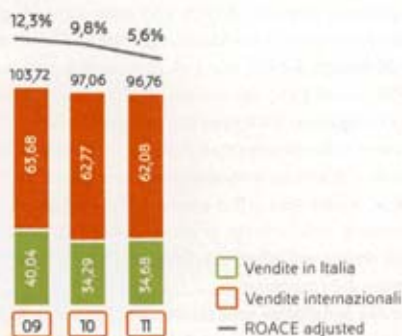
➤ Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasileiro Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

Belgio

➤ Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio, per un esborso pari a 214 milioni di euro.

Vendite gas mondo e ROACE del settore Gas & Power

miliardi di metri cubi



Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,38 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al

2010 di 0,89 miliardi di metri cubi, pari all'1,1%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,16 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 90% del totale, sono aumentati di 0,96 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 (+1,3%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Russia (+6,71 miliardi di metri cubi) essenzialmente di gas destinato al mercato italiano (+3,52 miliardi di metri cubi), per effetto in particolare dell'indisponibilità di gas libico e di gas destinato al mercato turco (+2,91 miliardi di metri cubi) in relazione alla ripresa dei ritiri da parte della società petrolifera turca Botaş. In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi (+0,86 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (+0,82 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Libia (-2,04 miliardi di metri cubi) a seguito dell'interruzione del gasdotto GreenStream, dall'Algeria (-2,29 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (-0,57 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (7,22 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente stabili rispetto al 2010 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi.

Nel 2011 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,4 miliardi di metri cubi); (iii) degli Stati Uniti per 2,2 miliardi di metri cubi; (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,3 miliardi di metri cubi). In netta flessione gli approvvi-

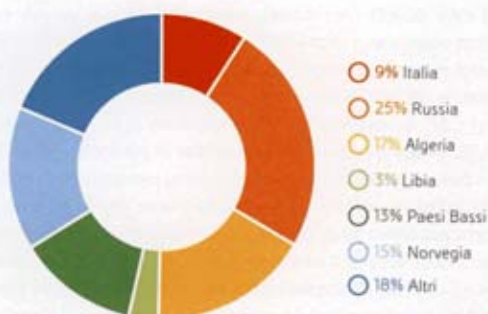
gionamenti di gas equity provenienti dalle produzioni dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam (a 0,6 miliardi di metri cubi), a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico (nel 2010 i due giacimenti avevano fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA		6,86	7,29	7,22	(0,07)	(1,0)
Russia		22,02	14,29	21,00	6,71	47,0
Algeria (incluso il GNL)		13,82	16,23	13,94	(2,29)	(14,1)
Libia		9,14	9,36	2,32	(7,04)	(75,2)
Paesi Bassi		11,73	10,16	11,02	0,86	8,5
Norvegia		12,65	11,48	12,30	0,82	7,1
Regno Unito		3,06	4,14	3,57	(0,57)	(13,8)
Ungheria		0,63	0,66	0,61	(0,05)	(7,6)
Qatar (GNL)		2,91	2,90	2,90		
Altri acquisti di gas naturale		4,49	4,42	6,16	1,74	39,4
Altri acquisti di GNL		1,34	1,56	2,34	0,78	50,0
ESTERO		81,79	75,20	76,16	0,96	1,3
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		88,65	82,49	83,38	0,89	1,1
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,25	(0,20)	1,79	1,99	...
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,10)	...
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		89,60	82,18	84,96	2,78	3,4
Disponibilità per la vendita delle società collegate		7,95	9,23	8,94	(0,29)	(3,1)
Volumi E&P		6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

83,38 miliardi di metri cubi



Vendite di gas naturale

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni rifornisce circa 3.000 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,10 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

Le vendite di gas naturale del 2011 sono state di 96,76 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando una marginale riduzione (-0,30 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari allo 0,3%).

Nonostante la flessione di circa il 6% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,68 miliardi di metri cubi (+0,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari all'1,1%). Tali risultati riflettono gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese con maggiori vendite di 0,80 miliardi di metri cubi agli industriali, 0,32 e 0,27 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente. In aumento anche le vendite spot al PSV e borsa (+0,59 miliardi di metri cubi). La flessione delle vendite ai residenziali (-0,72 miliardi di metri cubi) è dovuta agli effetti del clima mite sulle vendite stagionali e all'azione della concorrenza.

Le vendite agli shipper sono diminuite di 5,20 miliardi di metri cubi (-61,6%) a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico.

Le vendite nei mercati europei di 49,74 miliardi di metri cubi hanno registrato una buona performance con una crescita del 7,9% che ha riguardato tutti i mercati, ad eccezione del Benelux (-2,92 miliardi di metri cubi) dove la pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista, ha ridotto il portafoglio di vendita Eni. I principali incrementi sono stati registrati in Turchia (+2,91 miliardi di metri cubi) grazie alla ripresa dei ritiri da parte di Botaş, Francia (+0,92

miliardi di metri cubi) anche grazie al consolidamento di Altergaz, UK/Nord Europa (+0,88 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,80 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,37 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,66 miliardi di metri cubi al netto della variazione di perimetro legata alle vendite in USA rappresentate nel 2010 nella voce "E&P in Europa e Golfo del

Messico") per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati in particolare in Argentina e Giappone, parzialmente compensati dalle minori vendite in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,86 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 2,79 miliardi di metri cubi per i motivi sopra citati.

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		89,60	82,00	84,37	2,37	2,9
Italia (inclusi autoconsumi)		40,04	34,23	34,60	0,37	1,1
Resto d'Europa		48,65	46,74	45,16	(1,58)	(3,4)
Extra Europa		0,91	1,03	4,61	3,58	..
Vendite delle società collegate (quota Eni)		7,95	9,41	9,53	0,12	1,3
Italia		-	0,06	0,08	0,02	33,3
Resto d'Europa		6,80	7,78	7,82	0,04	0,5
Extra Europa		1,15	1,57	1,63	0,06	3,8
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA		40,04	34,29	34,68	0,39	1,1
Grossisti		5,92	4,84	5,16	0,32	6,6
Gas release		1,30	0,68	0,00	(0,68)	(100,0)
PSV e borsa		2,37	4,65	5,24	0,59	12,7
Industriali		7,58	6,41	7,21	0,80	12,5
PMI e terziario		1,08	1,09	0,88	(0,21)	(19,3)
Termoelettrici		9,68	4,04	4,31	0,27	6,7
Residenziali		6,30	6,39	5,67	(0,72)	(11,3)
Autoconsumi		5,81	6,19	6,21	0,02	0,3
VENDITE INTERNAZIONALI		63,68	62,77	62,08	(0,69)	(1,1)
Resto d'Europa		55,45	54,52	52,98	(1,54)	(2,8)
Importatori in Italia		10,48	8,44	3,24	(5,20)	(61,6)
Mercati europei		44,97	46,08	49,74	3,66	7,9
Penisola Iberica		6,81	7,11	7,48	0,37	5,2
Germania/Austria		5,36	5,67	6,47	0,80	14,1
Benelux		15,72	14,87	11,95	(2,92)	(19,6)
Ungheria		2,58	2,36	2,24	(0,12)	(5,1)
UK/Nord Europa		4,31	5,22	6,10	0,88	16,9
Turchia		4,79	3,95	6,86	2,91	73,7
Francia		4,91	6,09	7,01	0,92	15,1
Altra		0,49	0,81	1,63	0,82	101,2
Mercati extra europei		2,06	2,60	6,24	3,64	140,0
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

GNL

Nel 2011, le vendite di GNL (15,7 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2010. In particolare

le vendite di GNL del settore Gas & Power (11,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		9,8	11,2	11,8	0,6	5,4
Italia		0,1	0,2		[0,2]	[100,0]
Resto d'Europa		8,9	9,8	9,8		
Extra Europa		0,8	1,2	2,0	0,8	66,7
Vendite E&P		3,1	3,8	3,9	0,1	2,6
Terminali:						
Bontang (Indonesia)		0,8	0,7	0,6	[0,1]	[14,3]
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,6	0,4	[0,2]	[33,3]
Bonny (Nigeria)		1,4	2,2	2,5	0,3	13,6
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,1	33,3
		12,9	15,0	15,7	0,7	4,7

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2011, la produzione di energia elettrica è stata di 25,23 terawattora con una flessione 0,40 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso la centrale di Brindisi in parte compensate dagli incrementi su Ravenna e Ferrara. Al 31 dicembre 2011, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2010).

Nel 2011 a completamento delle disponibilità di energia elettrica

ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,14 terawattora, pari all'8,2%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Vendite di energia elettrica

Nel 2011 le vendite di energia elettrica (40,28 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (66%), borsa elettrica (22%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento dell'1,9% rispetto al 2010 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail e dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+1,54 TWh), nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.790	5.154	5.008	[146]	[2,8]
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	569	547	528	[19]	[3,5]
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	24,09	25,63	25,23	[0,40]	[1,6]
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.048	10.983	14.401	3.418	31,1
Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)					
Produzione di energia elettrica		24,09	25,63	25,23	[0,40]	[1,6]
Acquisti di energia elettrica ^(a)		9,87	13,91	15,05	1,14	8,2
		33,96	39,54	40,28	0,74	1,9
Vendite di energia elettrica						
Mercato libero		24,74	27,48	26,87	[0,61]	[2,2]
Borsa elettrica		4,70	7,13	8,67	1,54	21,6
Siti		2,92	3,21	3,23	0,02	0,6
Altro ^(a)		1,6	1,72	1,51	[0,21]	[12,2]
		33,96	39,54	40,28	0,74	1,9

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e di presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha sviluppato "eni kassandra meteo forecast", un sistema proprietario di previsione meteo-climatica della tempe-

ratura. Tale sistema è stato validato nel 2011 su scala europea e sarà applicato per migliorare la gestione e la vendita delle risorse energetiche conseguendo vantaggi competitivi sul mercato dell'energia ottimizzando la programmazione della produzione termoelettrica delle centrali EniPower.

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (78,30 miliardi di metri cubi) sono in diminuzione di 5,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2010

per effetto in particolare della flessione della domanda di gas in Italia. Nel 2011 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,89 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,98 miliardi di metri cubi nel 2010).

Volumi di gas naturale trasportati e rigassificati in Italia ^(a)	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Volumi trasportati		76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)
Volumi rigassificati		1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Al fine di continuare ad assicurare un livello di qualità eccellente e un servizio di trasporto efficiente, Eni, nell'ambito dell'attività di **monitoraggio delle condotte**, ha sviluppato modelli teorici di propagazione acustica-elastica per tubazioni utilizzate nel trasporto di gas e petrolio, nonché algoritmi per la localizzazione da remoto di impatti e perdite di fluido lungo la condotta. Il sistema prototipale della tecnologia di monitoraggio sarà applicato su condotte di trasporto e produzione in servizio presso impianti Eni in Italia, Tunisia e Nigeria. È stato inoltre completato lo studio di nuovi sensori acustici dotati di telecontrollo Wi-Fi per tubazioni interrate non ispezionabili tramite PIG (Pipeline Inspection Gauges) in centrali gas e tecnologie radar per il monitoraggio da remoto di vibrazioni e spostamenti di tubazioni.

Inoltre, nel 2011 si è concluso il progetto TPI (**Trasporto a Pressione Intermedia**) dedicato a validare tecnologie di trasporto di gas naturale via condotte onshore ad alte pressioni mediante

l'utilizzo di acciai strutturali di alto grado. A parità di gas trasportato con le soluzioni tradizionali, l'introduzione di tale tecnologia consentirà di ridurre i volumi di "fuel gas" necessari per il trasporto in condotta.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio nel 2011 sono stati immessi in giacimento 7,78 miliardi di metri cubi di gas (-0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2010) e sono stati erogati 7,53 miliardi di metri cubi (in lieve flessione rispetto al 2010).

La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 15 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 78% (71% nel 2010).

Stoccaggio		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,9	14,2	15,0	0,8	5,6
- di cui strategico		5,0	5,0	5,0		
- di cui disponibile		8,9	9,2	10,0	0,8	8,7
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	30	29	22	(7)	(24,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	16,52	15,59	15,31	(0,28)	(1,8)
- movimentato in iniezione		7,81	8,00	7,78	(0,22)	(2,8)
- movimentato in erogazione		8,71	7,59	7,53	(0,06)	(0,8)
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	56	60	104	44	73,3

Principali iniziative di sviluppo

Mercato

Business del GNL

Nel 2011, la società LNG Shipping ha ottenuto la notazione di classe "Green Plus" per le navi metaniere adibite al trasporto di GNL (LNG Portovenere e LNG Lerici) che viene assegnata alle unità che adottano soluzioni progettuali, impianti e procedure operative che contribuiscono ad ottenere un miglioramento della performance nel rispetto dell'ambiente, superando anche i requisiti previsti dalle convenzioni internazionali in materia di eco-compatibilità ed emissioni di gas serra.

USA - Cameron In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 522.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, tenuto conto della situazione di oversupply in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con start-up atteso nel 2017.

Progetto South Stream

Nel settembre 2011 Eni e Gazprom nell'ambito della partnership strategica hanno concordato una serie di accordi in iniziative industriali di comune interesse tra cui lo sviluppo del progetto South Stream attraverso la definizione dei termini per l'ingresso nel progetto degli operatori gas Wintershall ed EDF ciascuno con una quota del 15%. Gazprom ed Eni partecipano al progetto rispettivamente con il 50% e il 20%. Nel marzo 2012, sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Business regolati Italia

Riorganizzazione Business regolati Italia

In attuazione del cd. Terzo Pacchetto Energia (Direttive comunitarie 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE), il 5 dicembre 2011 e con decorrenza 1° gennaio 2012, è stata deliberata la variazione della denominazione sociale da "Snam Rete Gas SpA" in "Snam SpA" della società che detiene il 100% del capitale sociale delle quattro società operative a cui fanno capo rispettivamente la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Tale variazione, unitamente al conferimento del ramo d'azienda "trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas naturale" a una nuova società che, a partire dal 1° gennaio 2012, ha assunto in continuità la denominazione di Snam Rete Gas SpA, intende realizzare un modello organizzativo che risponda alle disposizioni di legge e sulla cui conformità l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sta effettuando verifiche di merito.

Iniziativa di sviluppo nelle infrastrutture del gas in Europa

Nel mese di gennaio 2012 Snam e Fluxys G hanno sottoscritto un accordo per la valutazione di future strategie congiunte finalizzate a cogliere potenziali opportunità di sviluppo nelle infrastrutture del settore gas in Europa. L'accordo interessa attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale, attraverso progetti mirati a rafforzare la flessibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti delle attuali infrastrutture europee.

Nell'ambito di tali accordi, il 22 febbraio 2012 Snam e Fluxys G hanno acquisito da Eni le partecipazioni del 16,41% in Interconnector (UK) Limited, del 51% in Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL e del 10% in Huberator SA, società che gestiscono il gasdotto sottomarino di collegamento bidirezionale tra il Regno Unito (Bacton) e il Belgio (Zeebrugge), la stazione di compressione di Zeebrugge presso l'Interconnector e la piattaforma di trading per l'hub di Zeebrugge. Il valore complessivo dell'operazione ammonta a circa 150 milioni di euro e il completamento della transazione è soggetto ad alcune condizioni sospensive con closing previsto entro la seconda metà del 2012.

Regolamentazione

D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 – Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Il decreto legislativo 28/2011, che rappresenta la norma quadro all'interno della quale si collocheranno i successivi decreti attuativi in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilisce la sostituzione dell'attuale regime di incentivazione tramite i cosiddetti "certificati verdi" (titoli negoziabili, emessi dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici, che corrispondono a una certa quantità di emissioni di CO₂) con un sistema di incentivazione tariffaria diretta. Il decreto prevede la graduale riduzione della quota di produzione elettrica che attualmente gli operatori coprono tramite Certificati Verdi, fino al suo completo azzeramento nel 2015. Il decreto incide inoltre sul meccanismo di incentivazione dei progetti di efficienza energetica, attraverso i "certificati bianchi" (ovvero i Titoli di Efficienza Energetica - TEE, che certificano i risparmi energetici conseguiti), prevedendo che il riconoscimento di tali certificati avvenga, in misura del 30% di quanto spetterebbe a un nuovo impianto analogo, anche a favore degli impianti di generazione elettrica entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, per un periodo di 5 anni, e riconosciuti come cogenerativi ai sensi delle norme allora vigenti. La quasi totalità della potenza installata di Eni risponde a queste caratteristiche.

DM 4 agosto 2011 – Criteri per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento e DM 5 settembre 2011 – Definizione del regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento

Con il decreto ministeriale del 4 agosto 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, ha stabilito i criteri per la definizione e il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento.

Con decreto ministeriale del 5 settembre 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inoltre previsto un nuovo incentivo per gli impianti di cogenerazione, commisurato al risparmio di energia primaria e riconosciuto attraverso l'assegnazione di titoli di efficienza energetica (i cosiddetti "certificati bianchi"), rilasciati da parte del GSE e assegnati a un prezzo stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tale incentivo viene riconosciuto per una durata di 10 anni per gli impianti entrati in esercizio dopo il 7 marzo 2007, ed è esteso a 15 qualora la produzione di energia elettrica sia abbinata a una rete di teleriscaldamento.

Regolazione delle tariffe di vendita in Europa

In Francia, a partire dal 1° luglio 2011 le tariffe sono state bloccate da un nuovo provvedimento ministeriale che ha annullato gli incrementi tariffari dell'anno per i clienti domestici e ha autorizzato per i clienti professionali un aumento inferiore a quello risultante dall'applicazione della formula di indicizzazione. Nel dicembre 2011 il Governo ha approvato una nuova formula di indicizzazione, applicata all'aggiornamento delle tariffe a partire dal 1° gennaio 2012, che incrementa in misura significativa (dal 9,5% al 26%) la quota legata ai prezzi spot. Simili provvedimenti in materia di blocco tariffario ai clienti retail sono stati adottati in Ungheria.

Per maggiori informazioni sulla regolamentazione specifica del settore Gas & Power si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito.

Investimenti tecnici

Nel 2011 gli investimenti tecnici di 1.721 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della

rete di trasporto del gas naturale in Italia (898 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (337 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (294 milioni di euro); (iv) iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (87 milioni di euro); (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (8 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia		1.564	1.575	1.661	86	5,5
Estero		122	110	60	(50)	(45,5)
		1.686	1.685	1.721	36	2,1
Mercato		175	248	184	(64)	(25,8)
Mercato		102	133	97	(36)	(27,1)
Italia		12	40	45	5	12,5
Estero		90	93	52	(41)	(44,1)
Generazione elettrica		73	115	87	(28)	(24,3)
Business regolati Italia		1.479	1.420	1.529	109	7,7
Trasporto		919	842	898	56	6,7
Distribuzione		278	328	337	9	2,7
Stoccaggio		282	250	294	44	17,6
Trasporto internazionale		32	17	8	(9)	(52,9)
		1.686	1.685	1.721	36	2,1

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,18	1,77	2,02
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,35	3,59	3,21
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	[milioni di euro]	31.769	43.190	51.219
Utile operativo		[102]	149	[273]
Utile operativo adjusted		[357]	[171]	[535]
Utile netto adjusted		[197]	[49]	[262]
Investimenti tecnici		635	711	866
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		7.560	7.859	8.600
ROACE adjusted	(%)	[2,6]	[0,6]	[3,1]
Lavorazioni in conto proprio	[milioni di tonnellate]	34,55	34,80	31,96
Grado di conversione del sistema	(%)	60	61	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	[migliaia di barili/giorno]	747	757	767
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	[milioni di tonnellate]	12,02	11,73	11,37
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.167	6.287
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	[migliaia di litri]	2.477	2.353	2.206
Grado di efficienza della rete	(%)	1,61	1,53	1,50
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.166	8.022	7.591
Emissioni dirette di gas serra	[milioni di tonnellate di CO ₂ eq]	7,29	7,76	7,23
Emissioni di SO ₂ (ossidi di zolfo)	[migliaia di tonnellate di SO ₂ eq]	21,98	28,05	23,07
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	[migliaia di tonnellate di NO _x eq]	7,35	7,96	6,74
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	[metri cubi/tonnellate]	35,99	28,36	31,07
Indice di soddisfazione clienti	[scala likert]	7,93	7,84	7,74

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni dei dipendenti è cresciuto del 14% rispetto al 2010: nell'anno si sono verificati 26 eventi infortunistici.
- Nel 2011, le emissioni di NO_x (-15%) e SO₂ (-18%) hanno registrato una significativa riduzione rispetto al 2010, grazie al maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile e ad iniziative di energy saving.
- Nel 2011 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di 262 milioni di euro che rappresenta un netto peggioramento rispetto al 2010 [-213 milioni di euro] dovuto al perdurare dei margini di raffinazione di scenario su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di prodotti.
- Il ROACE adjusted si attesta sul valore negativo del -3,1% (-0,6% nel 2010).
- Nel 2011 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 31,96 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010. In Italia la flessione dell'8,7% dei volumi processati riflette la decisione di interrompere temporaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e di isolate indisponibilità di impianti presso gli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.
- Le vendite rete in Italia di 8,36 milioni di tonnellate sono diminuite del -3,1% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.
- Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto all'esercizio 2010. Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania, a causa essenzialmente del mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia, per effetto della razionalizzazione di punti vendita di rete ordinaria e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.