

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,72	0,41	0,28	0,14
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,59	0,48	0,41	0,36	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,77	7,90	1,83	0,81	-
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	23.801	29.497	29.121	35.881	31.268
Utile operativo		9.120	13.866	15.887	18.470	14.871
Utile operativo adjusted		9.489	13.898	16.075	18.537	14.646
Utile netto adjusted		3.881	5.609	6.865	7.426	5.952
Investimenti tecnici		9.486	9.690	9.435	10.307	10.475
ROACE adjusted	(%)	12,3	16,0	17,2	17,6	13,5
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	8,1	11,9	17,0	16,0	15,5
Opex per boe ^(b)		5,8	6,1	7,3	7,1	8,3
Cash Flow per boe ^(d)		23,7	25,5	31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe ^{(c) (d)}		28,9	19,3	18,8	17,4	19,2
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		46,90	55,60	72,26	73,39	71,87
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	1.581	1.701	1.619
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.571	6.843	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,2	10,3	12,3	11,5	11,1
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d)	(%)	93	127	143	147	105
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.271	10.276	10.425	11.304	12.352
di cui: <i>all'estero</i>		6.388	6.370	6.628	7.371	8.219
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	6.259	3.820	2.930	3.015	1.728
Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		15.288	18.695	7.657	8.436	5.493
Acqua di formazione ri-iniettata	(%)	39	44	43	49	55
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	29,73	31,20	23,59	28,46	25,71
di cui: <i>da flaring</i>		13,84	13,83	9,55	9,46	8,48
Community investment	(€ milioni)	67	72	62	59	53

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Performance dell'anno

Nel 2013 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -48,7% per i dipendenti e -28,8% per i contrattisti rispetto al 2012, nonché un fatality index che risulta pari a zero.

- Le emissioni di gas serra sono diminuite del 9,7% (-10,4% le emissioni da flaring), grazie ai programmi di flaring down completati in Nigeria e alle maggiori forniture alle centrali elettriche in Congo (in particolare la Centrale CEC, Eni 20%).
- In riduzione i volumi sversati per oil spill (-42,7% per quelli operativi; -34,9% da sabotaggio) e zero blow-out per il decimo anno consecutivo.
- L'acqua re-iniettata ha raggiunto un livello record pari al 55%. In particolare è stato esteso per i prossimi anni un piano di re-iniezione di acqua nell'onshore Nigeriano.
- Nel 2013 il settore E&P registra una riduzione di €1.474 milioni

dell'utile netto adjusted pari al 20% rispetto al 2012, a causa delle interruzioni straordinarie, in Libia, Nigeria e Algeria. La generazione di cassa è stata robusta con \$30 per barile prodotto grazie alla competitiva posizione di costo.

- La produzione di idrocarburi del 2013 è stata di 1.619 mila boe/giorno con una flessione del 4,8% rispetto al 2012 principalmente a causa di fattori geopolitici. Il contributo degli avvii/regimazioni dell'anno hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici nonché i declini delle produzioni mature.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 ammontano a 6,54 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di \$108 per barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 105%. La vita utile residua delle riserve è di 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

Ottimizzazione del portafoglio

- È stata perfezionata la cessione del 20% dell'Area 4 operata in Mozambico al partner cinese CNPC per il corrispettivo di €3,4 miliardi. L'operazione consente di anticipare di molti anni i cash flow futuri attesi dallo sviluppo dell'asset. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale.
- È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi in Russia. Il corrispettivo della cessione di €2,2 miliardi è stato incassato il 15 gennaio 2014.
- Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi che si propongono come nuove frontiere nel campo della ricerca degli idrocarburi, quali il Vietnam, Myanmar e la Groenlandia, in aree ad elevato potenziale quale Cipro, l'offshore Russo e il Kenia, nonché in aree di consolidata presenza quali Australia, Indonesia, Cina, Congo, Egitto e Norvegia.

Esplorazione

- Il 2013 è stato un anno di successo per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a circa 1,8 miliardi di boe al costo unitario competitivo di \$1,2 per barile.
- La campagna esplorativa dell'anno in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral e un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4, con la scoperta di Agulha. Il potenziale minerario complessivo è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place.
- Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa East nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale a olio anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa East in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili.
- È stata effettuata la nuova scoperta a olio Skavl (Eni 30%) nel Mare di Barents in Norvegia, che si conferma area straordinariamente prolifica e si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.
- Le recenti scoperte e attività di appraisal nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo portano il potenziale minerario dell'area a 2,5 miliardi di boe in place.
- Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Australia, Angola, Egitto, Norvegia e Pakistan dove l'immediata dispo-

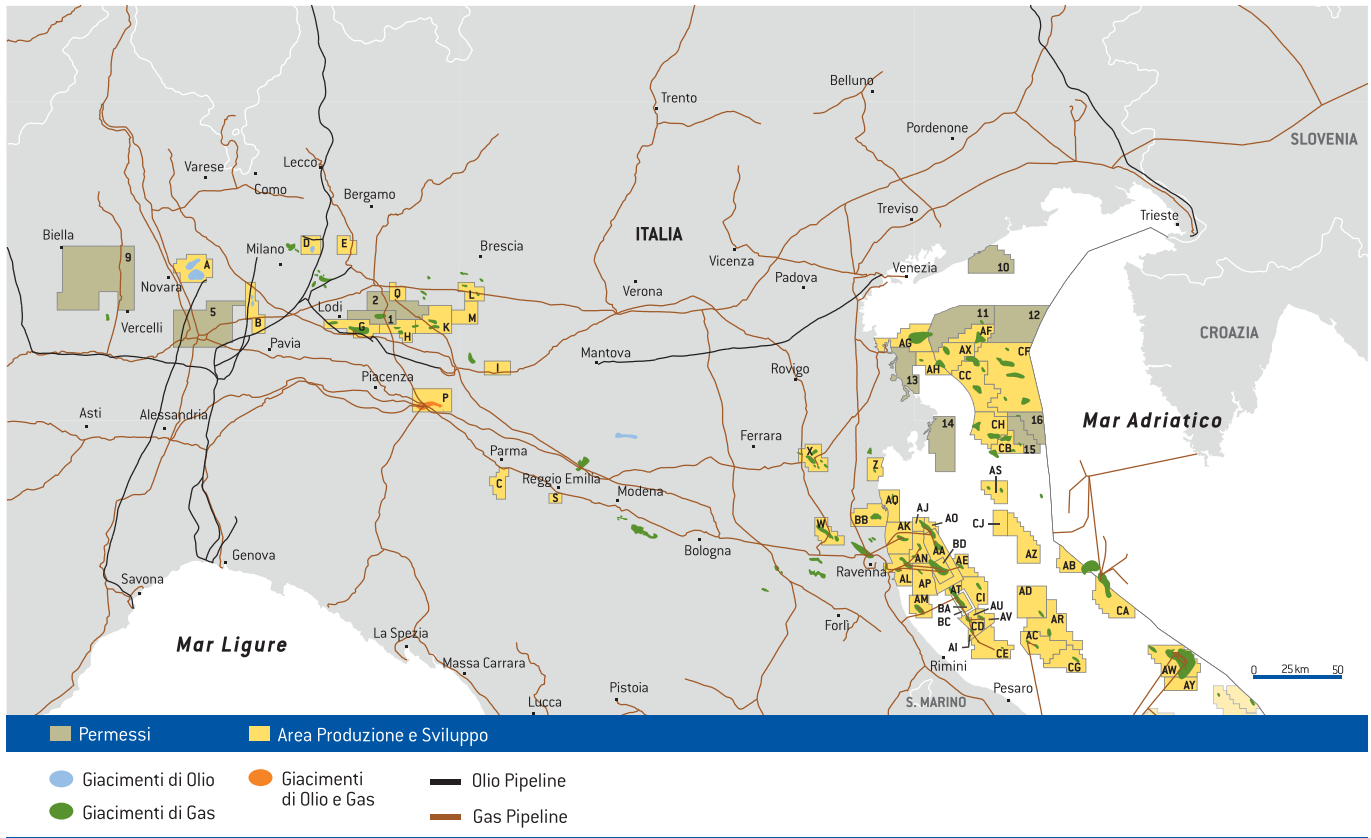
nibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.

- È stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).
- Firmato un accordo con Quicksilver per l'esplorazione e lo sviluppo congiunto di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. In particolare, Eni parteciperà con la quota del 50%.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.669 milioni. Nell'anno sono stati completati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 36,9% (38,5% in quota Eni). A fine esercizio risultano 129 pozzi in progress (55 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative dell'Indonesia e dell'Algeria. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 200 persone nelle aree di Jakarta, del Borneo e Algeri. Tali attività formative sono parte di un programma pluriennale eseguito da Eni che è stato presentato al Global Compact Leaders Summit del settembre 2013.
- Nel 2013 la spesa complessiva in progetti di sostenibilità a favore del territorio è stata di €53 milioni (€59 milioni nel 2012). È proseguito l'impegno sul fronte "accesso all'energia" in Congo e in Nigeria.
- È stata avviata la accelerated early production 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 della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015.
- In linea con i piani produttivi, sono stati avviati, oltre al citato Junin 5, il progetto MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%) e altri in Egitto, Nigeria, Norvegia e Regno Unito nonché sono stati sanzionati 7 progetti rilevanti. L'avvio dei nuovi giacimenti e le regimazioni di quelli già in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno di nuova produzione.
- Sono stati investiti €8.580 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+3,3% rispetto al 2012), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria, Kazakhstan, Egitto e Regno Unito.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €87 milioni (€94 milioni nel 2012).

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2013 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 186 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.478 chilometri quadrati (17.282 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (67 nell'onshore e 72 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2013 il 49% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Annamaria, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia, Bonaccia, Luna e Hera Lacinia. La produzione è operata attraverso 73 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione in particolare dei campi di Annamaria, Armida, Angela Angelina, Cervia ed Emilio.

Sviluppo Le principali attività hanno riguardato: (i) l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; e (ii) l'avvio dei rispettivi programmi di sviluppo dei giacimenti Elettra e Fauzia.

Esplorazione L'attività esplorativa concentrata nelle aree limitrofe dei giacimenti in produzione, ha permesso l'individuazione di possi-

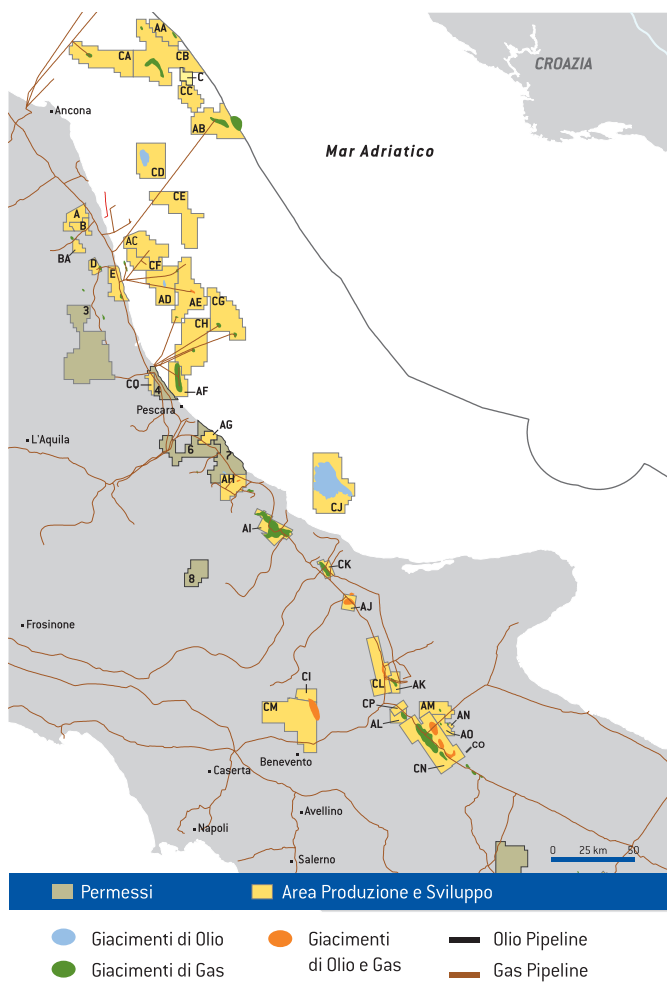
bili opportunità near field. Inoltre, nell'anno, è stata presentata alle Autorità competenti richiesta di un nuovo titolo minerario adiacente alle aree in produzione Eni.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 29 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2013, la concessione ha prodotto il 34% della produzione Eni in Italia.

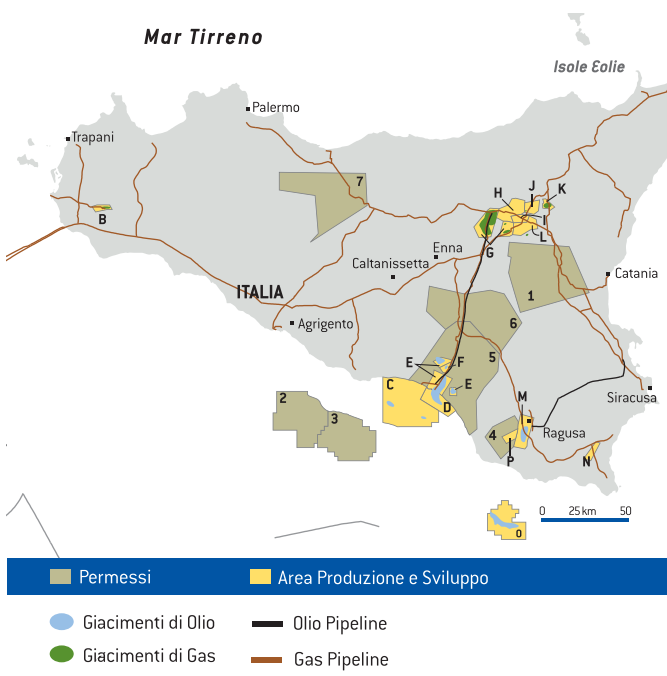
Sviluppo Prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo di Val d'Agri oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento e di raggiungere la capacità produttiva autorizzata di 104 mila barili/giorno; (ii) è stata completata la perforazione con conseguente start-up del pozzo produttivo Alli 2; (iii) è in corso il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre Eni adotta misure di tutela ambientale, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri avviato nel 2008 e finalizzato alla mitigazione degli effetti localizzati associati alle attività operative; (iv) proseguono le operazioni di continuo miglioramento e manutenzione per ottimizzare le performances ambientali e di produzione del giacimento.

Esplorazione Proseguono le attività di accertamento del potenziale minerario residuo dell'area.



Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2013 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tresauro, Giarone, Fiumetto e Prezioso.



Sviluppo Continua l'attività di manutenzione e ottimizzazione sui pozzi in produzione dei campi di Gela, Ragusa e Tresauro. Sono state presentate alle Autorità competenti le integrazioni richieste nell'ambito della procedura ambientale necessaria al rilascio della concessione di sviluppo delle scoperte di Argo e Cassiopea nel canale di Sicilia. È stato ottenuto parere positivo dall'Autorità tecnica competente.

Resto d'Europa

Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965. L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 11.566 chilometri quadrati (3.779 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013 la produzione Eni nel Paese è stata di 106 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Norvegia sono regolate da Production License. La Production License (PL) autorizza il detentore a effettuare rilievi sismografici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Nel medio termine, la produzione Eni nel Paese è prevista in crescita per effetto dello sviluppo dei progetti in portafoglio.

Mare di Norvegia

Produzione Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2013 hanno fornito il 79% della produzione Eni del Paese.

Nell'anno è stato avviato il giacimento di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni). Le facility di Åsgard raccolgono la produzione gas dei giacimenti della zona per il successivo trasferimento via pipeline al centro di trattamento di Karsto e da lì in Europa presso il terminale di Dornum in Germania. La produzione di liquidi dell'area, ottenuta prevalentemente mediante FPSO, è venduta FOB.

Sviluppo Sono proseguite le attività di installazione di una stazione di compressione sottomarina del giacimento Åsgard. Il programma in corso ha l'obiettivo di mantenere l'attuale profilo produttivo del giacimento. Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Åsgard, in particolare su Midgard e Mikkel.

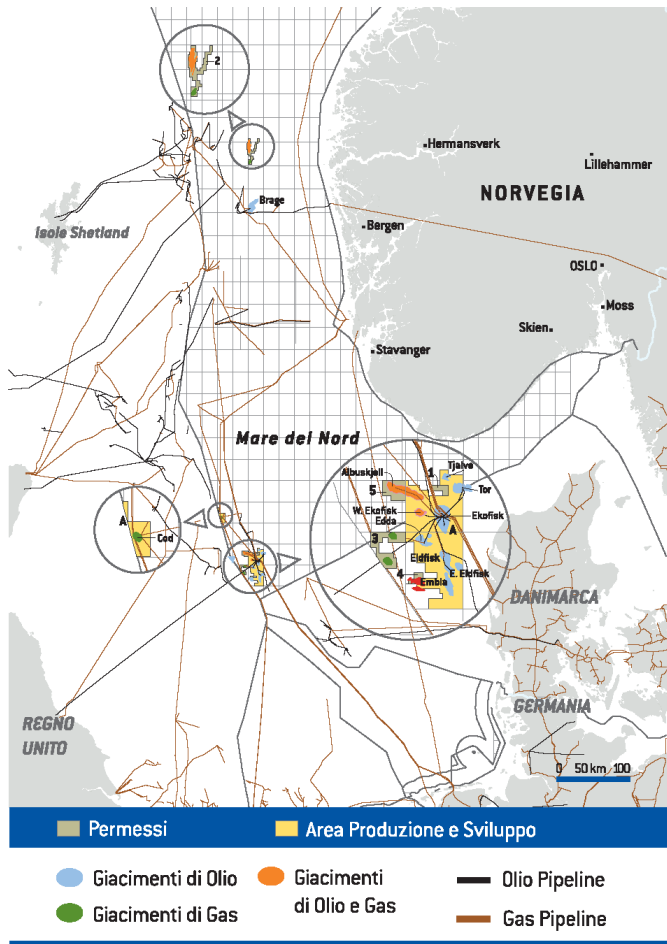
Esplorazione Eni partecipa in 33 Prospecting License con quote comprese tra il 5% e il 50%, 4 delle quali operate.

Mare del Nord Norvegese

Produzione Eni partecipa in 5 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk (Eni 12,39%) nella PL 018, che nel 2013 ha prodotto circa 22 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 21% della produzione Eni del Paese. La produzione di Ekofisk e dei satelliti è trasportata via pipeline presso il terminale di Teesside nel Regno Unito per il petrolio e il terminale di Emden in Germania per il gas.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk. In particolare è stato completato lo sviluppo dell'Area South, mentre proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Esplorazione Eni partecipa in 6 Prospecting License con quote comprese tra il 12% e il 45%, una delle quali operate. Nell'anno l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL479 (Eni 19,6%) con la scoperta near field a gas e condensati di Smørbuk, che sfrutterà le sinergie delle facility produttive presenti nell'area.



Mare di Barents

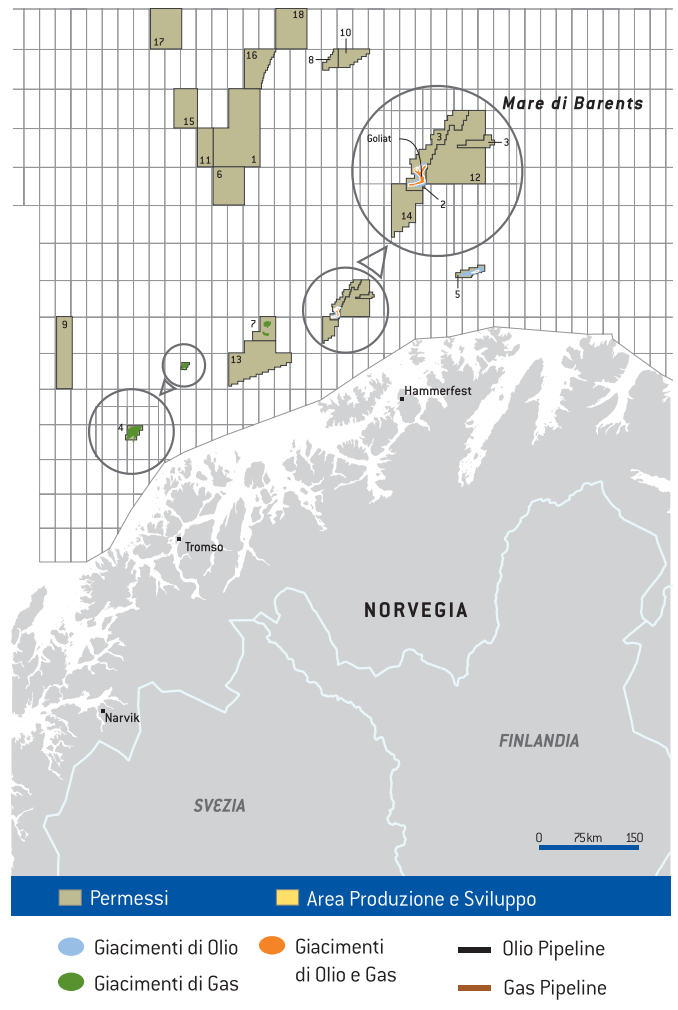
L'attività condotta nel Mare di Barents riguarda attualmente la fase esplorativa e di sviluppo. Eni partecipa in 18 licenze, di cui 13 come operatore. Si tratta di un'area strategica considerata l'entità delle risorse in sviluppo che dovrà avvenire nel rispetto dei più rigorosi standard di sicurezza e tutela delle persone e dell'ambiente considerata la delicatezza dell'ecosistema.

Nell'anno è stata acquisita l'operatorship nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716, con una quota del 40%, e PL 697 (Eni 65%) nonché la partecipazione del 30% nelle licenze PL 696 e 714.

Sviluppo L'attività di sviluppo è concentrata sul giacimento Goliat nella PL 229 (Eni 65%, operatore), la principale scoperta dell'area effettuata nel 2000 a una profondità d'acqua di 370 metri. Il progetto è in fase di realizzazione con start-up produttivo atteso alla fine del 2014 e una produzione a regime di circa 56 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

Nel 2013 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie a supporto dell'oil spill preparedness program, già riconosciuto dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico. Il progetto, lanciato da Eni, ha coinvolto le altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents e l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché istituti di ricerca internazionale. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando come il Progetto Goliat dispone di un sistema d'avanguardia per la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le attività si concluderanno nel corso del 2014.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Skavl, che si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.



Regno Unito

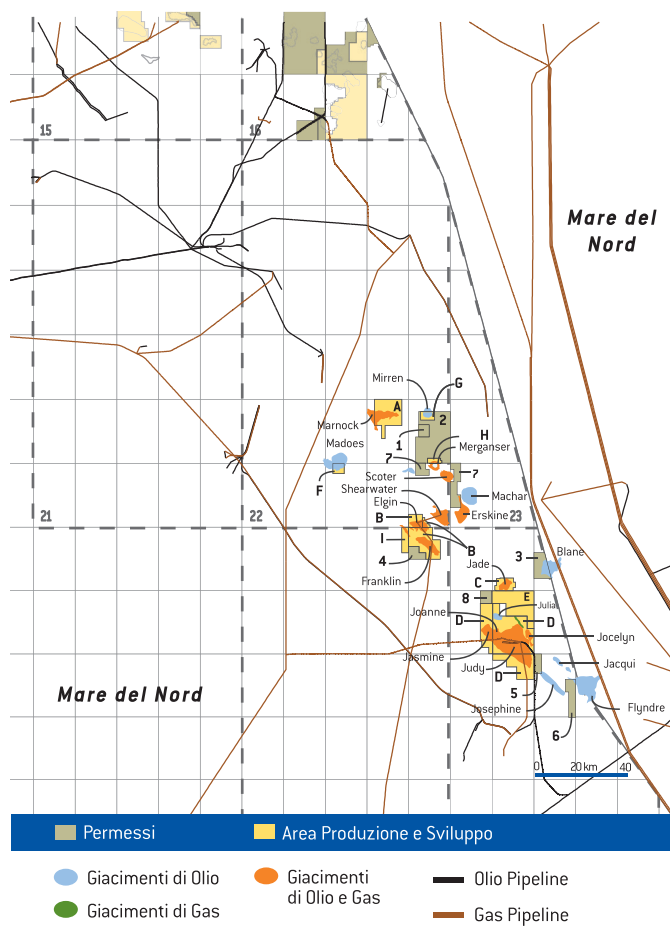
Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese, nel Mare d'Irlanda e nell'oceano Atlantico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 1.441 chilometri quadrati (638 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 41 mila boe/giorno (di cui circa il 40% di liquidi).

Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio titoli nel Paese, è stata perfezionata la cessione di 19 giacimenti in produzione/sviluppo e 11 asset esplorativi.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da contratti di concessione.

Produzione Eni partecipa in 5 aree produttive, di cui la Hewett Area come operatore con una quota dell'89,3%. Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin, West Franklin (Eni 21,87%), Liverpool Bay (Eni 53,9%, 100% a seguito dell'acquisizione nel 2014 della quota residua), J Block Area (Eni 33%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2013 hanno fornito l'80% della produzione Eni del Paese.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del giacimento a olio e gas di Jasmine (Eni 33%) con il completamento delle attività d'installazione e allacciamento delle facility produttive e di trattamento. Il picco produttivo è stimato in 117 mila boe/giorno (circa 39 mila in quota Eni) nel 2014.



Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il giacimento West Franklin con la costruzione e installazione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area. L'avvio produttivo è previsto a fine 2014.

Esplorazione Eni partecipa in 12 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 7% e il 60%, 3 dei quali operati.

■ Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2013 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 88 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'area Bir Rebaa nel deserto sahariano sud-orientale nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo: (i) i Blocchi 403a/d (Eni 100%); (ii) il Blocco Rom Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) i Blocchi 403 (Eni 50%) e 404 (Eni 12,25%, non operato); (v) i Blocchi 208 (Eni 12,25%, non operato) e 405b (Eni 75%); e (vi) il Blocco 212 (Eni 22,38%) in cui sono state effettuate scoperte esplorative.

Nell'anno le attività produttive dei Blocchi 403 a/d e 403 hanno sfruttato le sinergie tecniche del programma R&D Integrated Operations facendo leva sul Centro di Eccellenza per le Electrical Submersible Pump (ESP). In particolare, dall'analisi in tempo reale dei dati di performance dei pozzi in produzione, sono stati eseguiti interventi tempestivi di correzione al fine di evitare possibili interruzioni delle produzioni, con un risparmio dei costi e dei tempi di ripristino delle attività.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.410 chilometri quadrati (1.179 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

Nel medio termine, la produzione Eni nel Paese è prevista in crescita per effetto dello sviluppo dei progetti in portafoglio.

Blocchi 403a/d e Rom Nord

Produzione Nel 2013 l'area ha fornito circa il 18% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN, Rom e satelliti. La produzione di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) è raccolta presso la Central Production Facilities (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBN/HBNS del Groupement Berkine.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2013 l'area ha fornito circa il 20% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti. Sono in corso interventi nell'area in produzione per il mantenimento del plateau produttivo.

Blocco 403

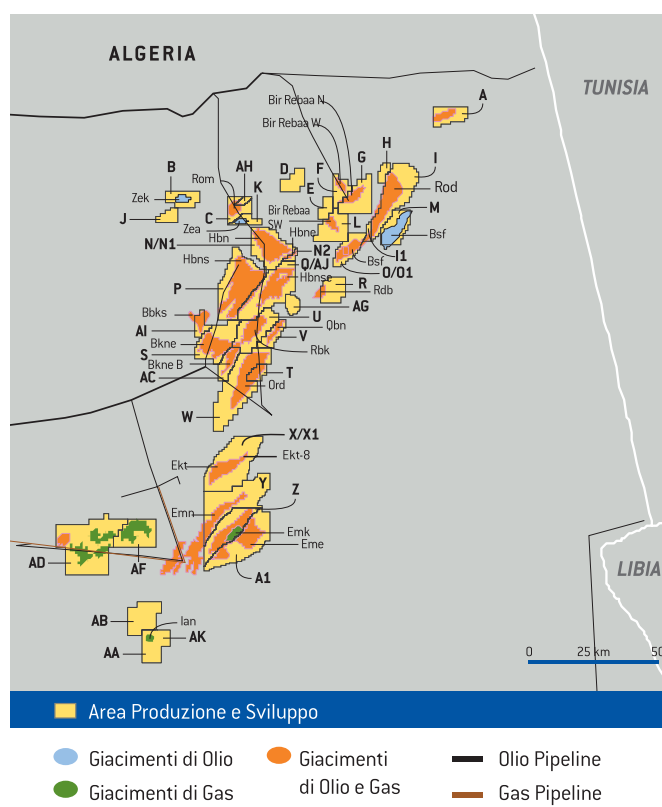
Produzione Nel 2013 l'area ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Blocco 404

Produzione Nel 2013 l'area ha fornito circa il 30% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Blocco 405b

Produzione Nel 2013 l'area ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese, proveniente principalmente dallo start-up del progetto MLE-CAFC conseguito nell'anno. L'impianto di trattamento presenta una capacità produttiva ed export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese. Il plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) è previsto entro il 2017.



Sviluppo Nel corso dell'anno sono stati assegnati i contratti per l'avvio del programma di sviluppo della fase a olio di CAFC. Il completamento è atteso nel 2017.

Blocco 208

Produzione Nel 2013 il blocco ha fornito circa il 4% della produzione Eni nel Paese, a seguito dell'avvio del giacimento El Merk. Lo start-up produttivo è stato conseguito attraverso la realizzazione di un impianto di trattamento 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. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2015.

Sviluppo Il programma di sviluppo di El Merk prevede principalmente la perforazione di ulteriori 25 pozzi produttivi.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 227 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 14% della produzione annuale di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 10.386 chilometri quadrati (3.665 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belayim (Eni 100%) e nel Western Desert, essenzialmente nella concessione Melehia (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%) con produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni del Delta del Nilo di North Port Said (Eni 100%), di El Tamsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2013, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 94% della produzione in quota Eni del Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Nel prossimo quadriennio l'Egitto si confermerà tra i primi Paesi produttori di Eni.

Golfo di Suez

Produzione La produzione dell'area è fornita principalmente dal giacimento Belayim, la prima grande scoperta a olio nel Paese, che ha prodotto circa 105 mila barili/giorno (56 mila in quota Eni) nel 2013.

Sviluppo Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling nell'area di Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il potenziamento del sistema di water injection del giacimento Abu Rudeis (Eni 100%). Il livello di acqua re-iniettata è del 99,5% pari a circa 27 mila metri cubi/giorno.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con due scoperte near field mineralizzate a olio nell'area di Belayim.

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2013, la produzione della concessione è stata di 31 mila boe/giorno (24 mila in quota Eni), circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati. Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno, incrementata nel corso dell'anno, e una produzione annua di circa 380 mila tonnellate di propano, 305 mila tonnellate di GPL e 1,5 milioni di barili di condensati.

Sviluppo Le iniziative in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale.

Baltim

Produzione Nel 2013 la produzione della concessione è stata di circa 62 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati.

Sviluppo Le attività eseguite hanno avuto l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale.

Ras el Barr

Produzione Nel 2013 la produzione dell'area è stata di circa 112 mila boe/giorno (40 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taurt e Seth.

Sviluppo Sono state completate le attività di perforazione di sviluppo del giacimento Seth.

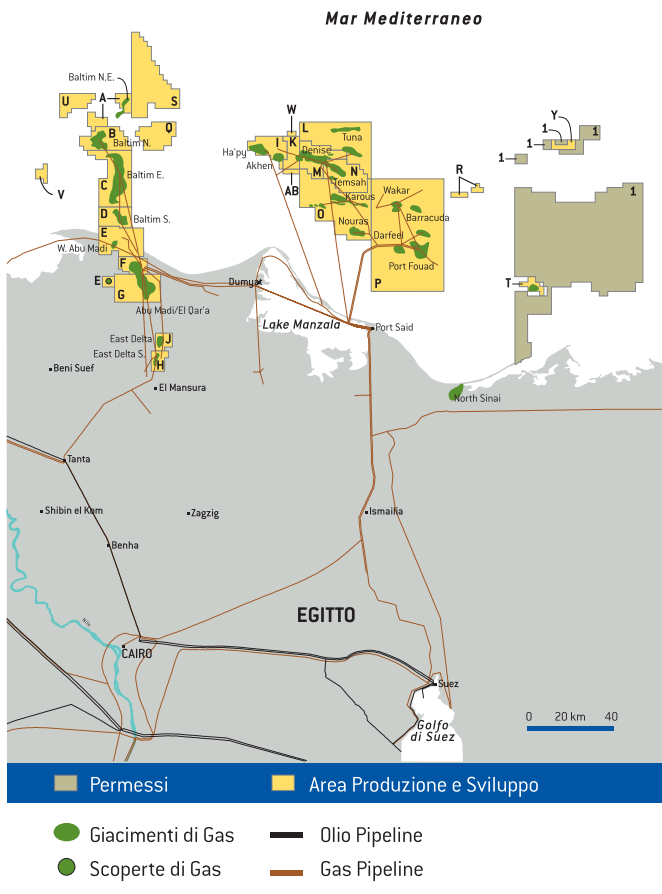
El Tamsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tamsah, Denise e Tuna la cui produzione nel 2013 è stata di circa 174 mila boe/giorno (52 mila in quota Eni); circa 8 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati in quota Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling nei giacimenti Denise e Tuna al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo; (ii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento Deka.

Esplorazione nel Delta del Nilo

Nel 2013, Eni si è aggiudicata con una quota del 100%, l'operatorship di un blocco esplorativo nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo Orientale.



Western Desert

Produzione Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 100%) prevalentemente di petrolio. Nel 2013, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa l'11% della produzione in quota Eni del Paese.

Sviluppo L'attività dell'anno ha riguardato il proseguimento del programma di sviluppo della scoperta Emry Deep e attività di infilling in tutta l'area al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella development lease di Meleiha con tre scoperte near field mineralizzate a olio e gas nonché con la scoperta a olio di Rosa North-1X. Le attività di perforazione di sviluppo di Rosa North-1X sono in corso. Il giacimento sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 26.634 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è concentrata nelle seguenti aree; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex-Concessione 100 (Bu Attifel) e il giacimento NC125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Elephant) (Eni 33,3%); (iv) Area F con il Blocco 118 (Eni 50%); offshore: (i) Area C con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC41 e NC169 (onshore), facenti parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Nella fase esplorativa, Eni è operatore nell'area di Kufra (186/1,2,3 e 4 onshore) e nelle Aree Contrattuali onshore A e B e offshore D.

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di Exploration and Production Sharing (EPSA) che hanno durata fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas.

Nell'attuale momento storico la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio per Eni a causa della perdurante fase d'instabilità interna che ha fatto seguito alla rivoluzione civile del 2011, talvolta da comportare interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali. Nel corso del 2013 la performance operativa Eni è stata penalizzata in maniera rilevante da una lunga serie di eventi di forza maggiore riconducibili a scioperi, proteste, tensioni sociali che hanno costretto Eni a sospendere completamente per alcuni giorni nella parte finale dell'anno l'attività presso l'importante sito di Mellitah e a chiudere il gasdotto GreenStream. Ricordiamo che Eni è impegnata nel pieno ripristino del plateau produttivo nel Paese dopo la rivoluzione del 2011 a causa della quale Eni fu costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi di quell'esercizio. Nel 2013 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 228 mila boe/giorno con una flessione dell'11,6% rispetto al 2012.

Area A

Produzione Situata nel deserto libico orientale, l'area comprende sei giacimenti a olio la cui produzione, avviata nel 1984, è trattata presso gli impianti del vicino giacimento Bu Attifel (Area B). Nel 2013 la produzione ottenuta da questi giacimenti è stata di circa 4 mila barili/giorno.

Area B

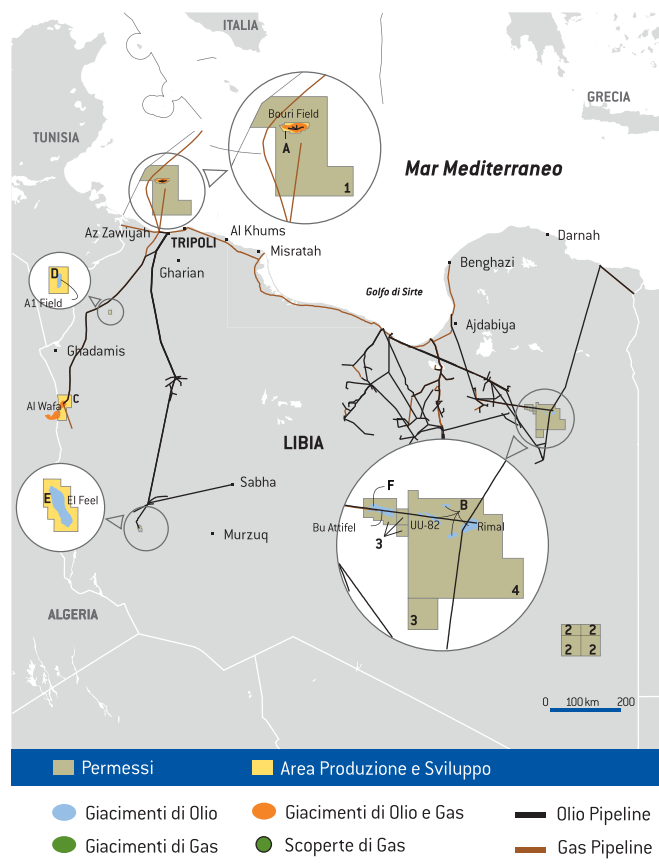
Produzione L'area, situata nel deserto libico orientale, comprende il giacimento a olio di Bu Attifel, scoperto nel 1967 e in produzione dal 1972, e il giacimento minore situato nel Blocco NC 125. Nel 2013 la produzione dell'area è stata di circa 53 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni).

Area C

Produzione L'area, situata nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli, comprende il giacimento a olio Bouri, scoperto nel 1976 e in produzione dal 1988, che nel 2013 ha fornito circa 39 mila barili/giorno (circa 15 mila in quota Eni). Lo sfruttamento avviene mediante due piattaforme di produzione collegate a un'unità navale di stoccaggio e di un terminale offshore della capacità di circa 1,5 milioni di barili.

Area D

Produzione L'area comprende il Blocco offshore NC41 e quello onshore NC169 sviluppati congiuntamente nell'ambito del Western Libyan Gas Project. La produzione è fornita: (i) dal giacimento onshore Wafa avviato nel settembre 2004, che nel 2013 ha prodotto circa 91 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (74 mila in quota Eni); (ii) dal giacimento offshore Bahr Essalam, avviato nell'agosto 2005, che nel 2013 ha prodotto circa 160 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (131 mila in quota Eni). La produzione onshore è trattata presso le facility di Wafa, il gas è commercializzato in loco o destinato all'export; i liquidi sono inviati via pipeline all'impianto di Mellitah per il frazionamento e la commercializzazione dell'olio e dei condensati. La produzione offshore è operata attraverso la piattaforma Sabratha, installata sul giacimento di Bahr Essalam, dove i liquidi e il gas sono sottoposti a pre-trattamento e, tramite condotte sottomarine, inviati all'impianto costiero di Mellitah per il



trattamento finale. La maggior parte del gas prodotto dai due giacimenti è esportato in Europa attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2013 i volumi esportati sono stati di circa 5,5 miliardi di metri cubi, mentre sono circa 4 miliardi di metri cubi quelli venduti in Libia per la generazione di energia elettrica.

Area E

Produzione L'area, situata nella zona desertica Sud-Occidentale a circa 800 chilometri da Tripoli, comprende il giacimento a olio El Feel (Elephant) che nel 2013 ha prodotto circa 53 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni). Il petrolio è trattato presso le facility presenti nell'area e poi inviato tramite oleodotto all'impianto costiero di Mellitah per lo stoccaggio e la commercializzazione.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 13 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.464 chilometri quadrati (di cui 2.274 in quota Eni).

Le attività d'esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione La produzione è fornita principalmente dai blocchi offshore di Maamoura e Baraka (entrambi operati con una quota del 49%) e onshore di Adam (Eni 25%, operatore), Oued Zar (Eni 50%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%, operatore), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione sulle concessioni in produzione per contrastare il naturale declino produttivo.

Africa Sub-Sahariana

Angola

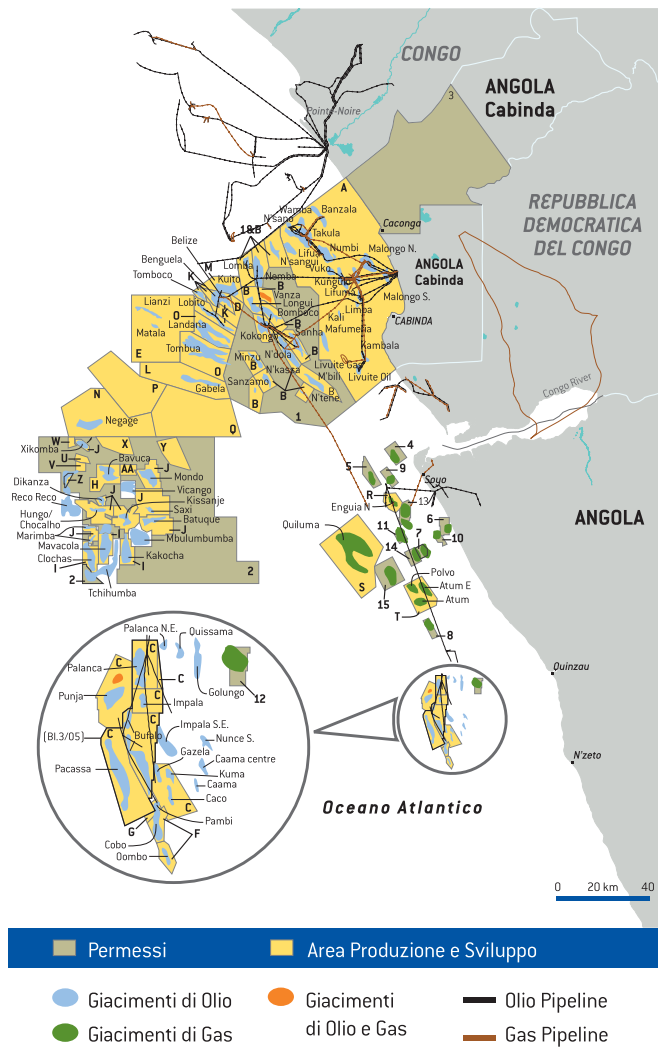
Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 87 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.489 chilometri quadrati (4.443 in quota Eni). I principali blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore di fronte a Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area dell'ex Blocco 3 (Eni 12%) nell'offshore del bacino del Congo; (iii) le Development Area del Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) le Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo del bacino del Congo; e (v) Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) in fase di sviluppo.

Eni partecipa in concessioni non in produzione, in particolare nella Development Area Lianzi (14K/A Imi Unit Area; Eni 10%), nel Blocco 35/11 (Eni 30%, operatore), nel Blocco 3/05-A (Eni 12%), nell'onshore di Cabinda North (Eni 15%) e nelle Open Areas (del Blocco 2) del Progetto Gas con il 20%.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Angola sono regolate da contratti di concessione e da Production Sharing Agreement. Nel prossimo quadriennio, grazie al contributo dei progetti in fase di sviluppo, la produzione di Eni è prevista in crescita.

Blocco 0

Produzione Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2013 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 303 mila barili/giorno



(circa 30 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 19 mila barili/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (circa 11 mila barili in quota Eni).

Sviluppo Sono proseguite le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nemba nell'Area B. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Nell'area A, le attività di sviluppo sul giacimento Mafumeira hanno riguardato l'installazione di piattaforme produttive e di trattamento e collegamento sottomarino. Lo start-up è previsto alla fine del 2015. Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling ed esplorative near field.

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Nel 2013 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 50 mila barili/giorno (circa 3 mila in quota Eni).

Sviluppo Sono in corso studi di Concept Definition sulle scoperte di Punja e Caco-Gazela.

Blocco 14

Produzione Nel 2013 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 139 mila barili/giorno (circa 18 mila in quota Eni) pari a

circa il 20% della produzione Eni nel Paese. Si tratta di una delle aree più prolifiche dell'offshore dell'Africa Occidentale, annoverando a oggi 9 scoperte commerciali. I principali giacimenti del blocco sono: (i) Kuito, in produzione dal 1999, con circa 3 mila barili/giorno in quota Eni nel 2013; (ii) Landana e Tombua, avviati nel 2009, con circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una Compliant Piled Tower (CPT) dotata di facility di trattamento; (iii) Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, avviati nel 2006, con circa 6 mila barili/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una CPT dotata di facility di trattamento per Benguela/Belize e un sistema sottomarino di collegamento per Lobito/Tomboco. Il petrolio è trattato presso il terminale di Malongo. Il gas associato prodotto nell'area, inizialmente re-iniettato nel reservoir di Nemba, sarà successivamente trasportato, attraverso la realizzazione di facility di trasporto, all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Sviluppo Le attività hanno riguardato principalmente il progetto Lianzi nel Blocco 14 K/A Imi (Eni 10%) attraverso il collegamento alle facility produttive presenti nell'area. Sono in corso attività di Concept Selection delle recenti scoperte di Malange e Lucapa.

Blocco 15

Produzione Nel 2013 il blocco ha prodotto circa 385 mila barili/giorno (circa 33 mila in quota Eni). È considerata l'area con il più elevato potenziale minerario dell'offshore dell'Africa Occidentale con riserve recuperabili di petrolio stimate in 2,55 miliardi di barili. I principali giacimenti in produzione localizzati nell'area di scoperta denominata Kizomba sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nell'agosto 2004 nell'ambito della fase A di sviluppo delle riserve di Kizomba; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel luglio 2005 nell'ambito della fase Kizomba B; (iii) il progetto Kizomba satelliti-fase 1, avviato nel 2012. Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO. Nel 2013 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 278 mila barili/giorno (circa 27 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2013 hanno prodotto complessivamente circa 107 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni).

Nel medio termine, il contrasto del declino produttivo dell'area sarà assicurato dal progressivo sviluppo delle scoperte satelliti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Kizomba satelliti Fase 2. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso alla fine del 2015.

Blocco 15/06

Le attività dell'area riguardano il programma di sviluppo dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, ed East Hub, sanzionato nel corso del 2013.

Il progetto West Hub prevede lo sviluppo delle scoperte di Sangos, Cinguvu e Mpungi cui saranno aggiunte, in fase successiva, l'importante ritrovamento di Vandumbu per un totale di circa 200 milioni di barili di petrolio. La prima fase del progetto West Hub prevede la perforazione di 21 pozzi sottomarini (12 produttori e 9 iniettori) collegati a FPSO della capacità di 100 mila barili/giorno con start-up atteso alla fine del 2014, al quale si aggiungerà l'inclusione del campo di Vandumbu collegato alla stessa FPSO. Il picco produttivo stimato è pari a circa 80 mila barili/giorno nel 2016.

Il progetto East Hub prevede la messa in produzione della scoperta Cabaça South-East, con potenziale minerario complessivo stimato in oltre 230 milioni di barili. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di 10 pozzi sottomarini collegati ad una FPSO con una

capacità di 80 mila barili/giorno. Il picco produttivo pari a 55 mila barili/giorno è previsto nel 2017.

Ulteriori studi di sviluppo sono in corso per l'avvio produttivo delle scoperte limitrofe.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco con la scoperta a olio di Vandumbu 1.

Angola LNG

Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto di liquefazione del gas è 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 tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. Eni partecipa inoltre con il 20% nel consorzio Gas Project per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o a progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2013 è stata di 120 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.725 chilometri quadrati (3.125 in quota Eni).

Nel 2013 Eni ha acquisito con il ruolo di operatore il blocco esplorativo Ngolo, nel bacino geologico della Cuvette, in joint venture con la compagnia di Stato congolese Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Il programma esplorativo avrà durata decennale. Il bacino della Cuvette rappresenta un tema di frontiera dell'esplorazione in Africa.

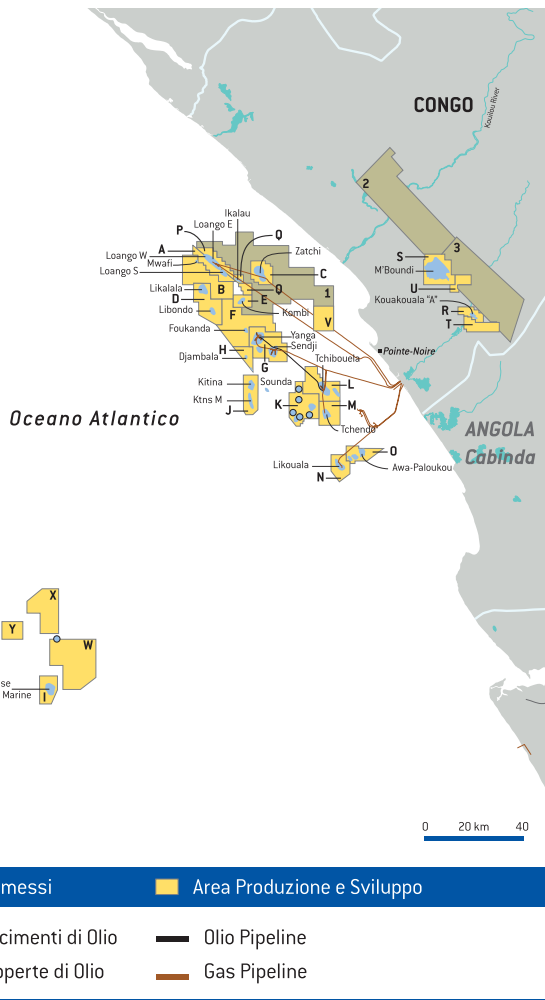
Nell'anno è stata rinegoziata l'estensione dei permessi di sviluppo di Madingo, Marine VI e Marine VII con l'allineamento delle scadenze tra il 2034 e il 2039, diluizione della partecipazione Eni e assegnazione di un nuovo acreage esplorativo ad elevato potenziale. È in corso l'approvazione da parte delle autorità locali.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement.

Nel medio termine, la produzione di Eni è prevista in crescita per effetto dello sviluppo dei progetti in corso.

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Zatchi (Eni 65%), Loango (Eni 50%), Ikalou (Eni 100%), Djambala, Foukanda e Mwafi (Eni 35%), Kitina (Eni 65%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%), Kouakouala (Eni 75%), Zingali e Loufika (Eni 85%), con una produzione nel 2013 di circa 90 mila boe/giorno. I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 30 mila boe/giorno.

Sviluppo 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. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII (Eni 65%, operatore). Nel 2013 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni). Gli ulteriori volumi di gas saranno re-iniettati in giacimento in linea con i programmi Eni di zero gas flaring.



Nell'anno è proseguito il programma per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le aree di intervento prioritario come l'educazione, la salute, il miglioramento della capacità produttiva in agricoltura, l'accesso all'acqua e all'energia, hanno visto il coinvolgimento di oltre 25.000 abitanti.

Prosegue il programma di sviluppo del progetto sanzionato di Litchendjili nel Blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Lo start-up è previsto alla fine del 2015 con picco produttivo in quota Eni di 12 mila boe/giorno. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco offshore Marine XII con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nenè Marine nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili. Complessivamente il potenziale minerario delle scoperte è stimato in 2,5 miliardi di boe in place. Il blocco ha ancora un significativo potenziale minerario residuo che verrà accertato tramite la prossima campagna esplorativa e di delineazione. La presenza di facility produttive dell'area, la buona produttività del reservoir e i bassi costi di sviluppo consentono una messa in produzione delle scoperte nel 2015.

Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006 ed è operatore dell'Area 4 esplorativa nel bacino offshore di Rovuma. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a esito di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di 2 anni. Ad oggi sono state accertate risorse pari a 2.650 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area.

Il 26 luglio 2013 è avvenuto il closing della cessione a China National Petroleum Corporation (CNPC) dell'interest del 28,57% in Eni East Africa (EEA), titolare del 70% del permesso minerario relativo all'Area 4 nell'offshore del Mozambico. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship. Il corrispettivo della cessione è stato di €3.386 milioni. La campagna esplorativa dell'anno ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral. In particolare, il processo di delineazione della scoperta di Mamba si è avvalso dei risultati dell'applicazione di un processo proprietario che integra lo studio delle caratteristiche del reservoir, il processing dei dati [e-dva™] e le analisi delle ampiezze sismiche.

Nel corso dell'anno è stata effettuata la scoperta di Agulha, la decima in ordine di tempo, in un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4. Nel 2014 proseguirà l'attività di valutazione delle risorse in particolare del nuovo fronte esplorativo nel quale si prevede la perforazione da due a tre nuovi pozzi.

Sulla base dell'applicazione del modello di cooperazione Eni, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico.

Inoltre, è stato avviato un importante programma di valutazione degli ecosistemi del Paese e di analisi delle biodiversità, che costituiranno la base per lo sviluppo delle recenti scoperte. Prosegue il programma di reclutamento e formazione di risorse locali a supporto delle attività di ricerca di idrocarburi nel Paese. In particolare il programma di formazione avviato con l'Università del Mozambico ha visto il coinvolgimento nell'anno di 75 studenti.

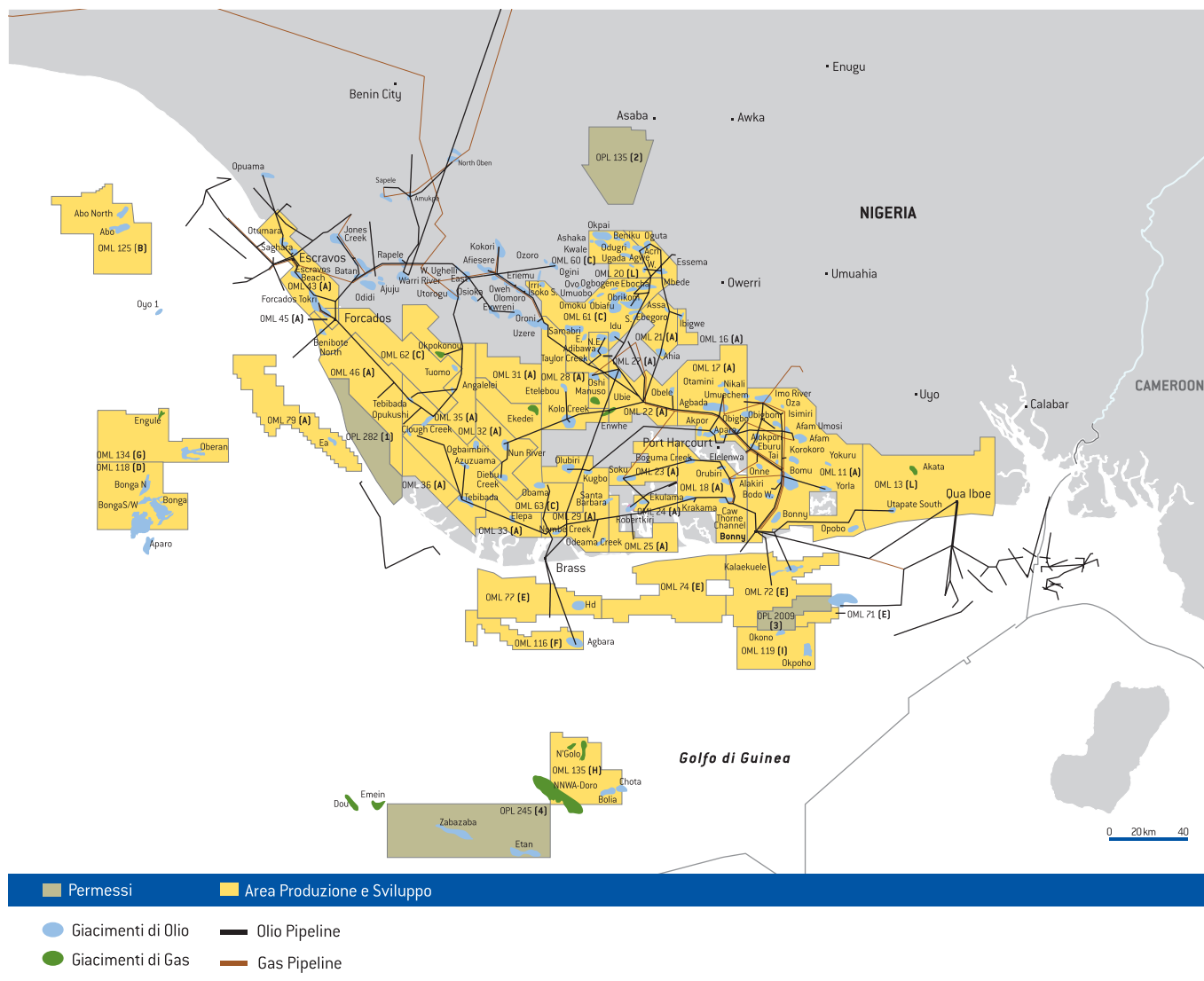
Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2013 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 125 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 36.286 chilometri quadrati (7.646 chilometri quadrati in quota Eni) concentrata nelle aree onshore e offshore del Delta del Niger.

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell'onshore dei quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) e nell'offshore degli OML 125 (Eni 85%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nei service contract OMLs 116 e 119.

Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa in 22 blocchi onshore (Eni 5%) e in 5 blocchi dell'offshore convenzionale (Eni 12,86%).

Nella fase esplorativa Eni è operatore delle OML 134 (Eni 85%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).



Nell'anno, sono stati avviati: (i) progetti a sostegno dello sviluppo locale per il miglioramento delle condizioni sanitarie, lo sviluppo in ambito agricolo e di accesso all'istruzione; (ii) il supporto tecnico del Centro di Eccellenza per le ESP per l'analisi dei dati di performance in diverse realtà produttive del Paese. Le analisi in tempo reale dei pozzi in produzione hanno consentito di evitare possibili interruzioni produttive.

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione e, in due titoli, da contratti di servizio nei quali Eni agisce in qualità di contractor per conto delle compagnie di Stato.

Blocchi OMLs 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2013 il 43% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 53 mila boe/giorno. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto di Obiafu-Obrikom della capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico delle petroliere a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa delle riserve di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termo-

elettrica a ciclo combinato di Kwale-Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2013 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 10 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. In particolare, è stata completata la flowstation di Ogbainbiri che consente di trattare il gas proveniente dal giacimento omonimo, permettendo anche la riduzione di gas flared di 0,14 milioni di metri cubi/giorno. Il programma di flaring down nell'area ha beneficiato nell'anno del completamento a fine 2012 dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno e dell'ottimizzazione del flaring down di Akri con una riduzione di 0,71 milioni di metri cubi/giorno.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2013 il giacimento Bonga ha prodotto circa 13 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila barili/giorno e di stoccaggio di 2 milioni di barili. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato il giacimento Bonga NW. Il programma di sviluppo prevede la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori.

Blocco OML 119

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti Okono/Okpoho che nel 2013 hanno prodotto circa 2 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni attraverso una FPSO con capacità di trattamento di 80 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1 milione di barili.

Blocco OML 116

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Agbara che nel 2013 ha prodotto circa 3 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2013 ha prodotto circa 19 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno e di stoccaggio di 800 mila barili.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012, con una produzione pari a circa 5 mila barili/giorno in quota Eni. Il progetto ha sfruttato una tecnologia innovativa per l'installazione di un completamento con controllo intelligente del pozzo necessario per l'avvio produttivo simultaneo da diversi livelli del reservoir, che ha ridotto sensibilmente i tempi delle attività di installazione con significativi risparmi.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2013, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 28% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 35 mila boe/giorno. Nel blocco OML 28 (Eni 5%) nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, è stata finalizzata la campagna di drilling di sviluppo. Il progetto prevede 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. Sono previste ulteriori fasi di sviluppo per mettere in produzione il potenziale minerario residuo dell'area.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il giacimento Forkados-Yokri (Eni 5%). Il progetto prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto.

Nigeria GNL

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 venti anni dalle produzioni della SPDC JV 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 49 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 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 di metri cubi 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 OMLs 60 e 61.

■ Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan.

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. Il NCSPSA ha termine nel 2041.

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 singole fasi operative e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

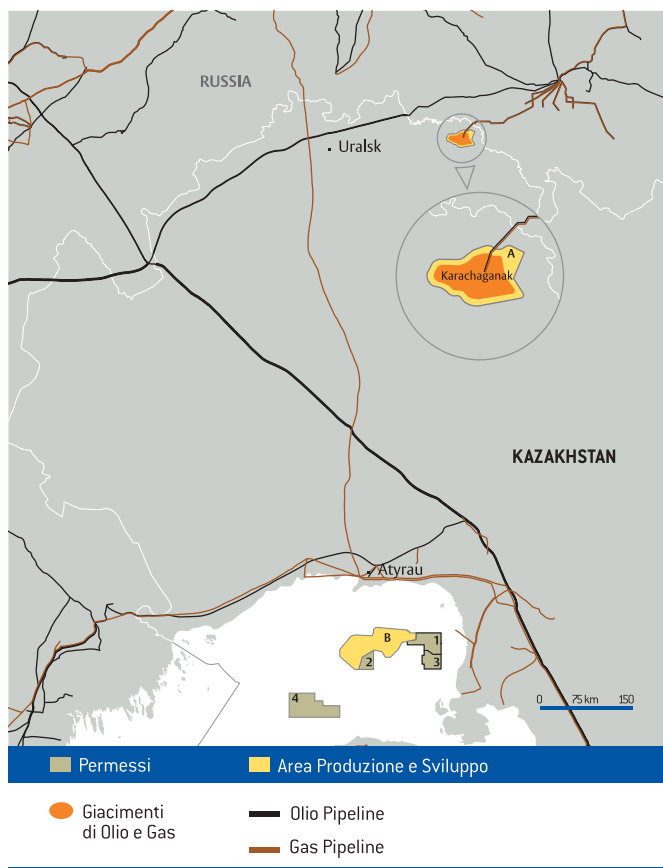
Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCO) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione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

L'11 settembre 2013, a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti, è stata avviata la produzione del first oil del giacimento. Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli onshore, senza alcun impatto sull'ambiente e alla comunità circostante. Sono iniziate le operazioni di riparazione e si prevede dal 2015 il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato.

La capacità produttiva iniziale della Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è prevista a 150 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake.

Nel corso dell'anno è stato presentato il piano di sviluppo della sezione occidentale della scoperta adiacente di Kalamkas. Si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel 2014.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione



della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP). Il progetto per la candidatura all'UNESCO del Delta dell'Ural per l'inserimento nel programma "Man and Biosphere" ha raccolto favorevoli consensi da parte delle Autorità kazake ed è in fase di conclusione. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione di risorse kazake per posizioni manageriali.

Karachaganak

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale.

Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement della durata di 40 anni, fino al 2037. Eni e British Gas sono co-operatori.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 250 mila barili/giorno di liquidi (61 mila in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando il gas prodotto per la vendita (circa 50%) alla centrale di Orenburg, la re-iniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Oltre il 90% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 250 mila barili/giorno per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi (circa 16 mila barili/giorno) viene inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg.

Sviluppo È attualmente allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak. Il progetto si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo

produttivo di liquidi e per incrementare le vendite di gas.

Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo per incrementare la capacità di re-iniezione, con il FEED atteso entro il 2014.

Nel 2013 è stato avviato il programma Eni di monitoraggio ambientale al fine di valutare le migliori pratiche di monitoraggio della biodiversità. Prosegue l'impegno a sostegno delle comunità locali adiacenti al giacimento di Karachaganak. Le attività dell'anno hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché l'attuazione di programmi sanitari.

Resto dell'Asia

Cina

Eni è presente in Cina dal 1984. Nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 8 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nel Mar Cinese Meridionale su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 5.206 chilometri quadrati (5.149 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel marzo 2013, Eni e CNPC hanno firmato un Joint Study Agreement per lo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchangbei, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina. Quest'area è a oggi la più promettente nel Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Cina sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita dai Blocchi offshore 16/08 e 16/19, attraverso 8 piattaforme fisse con collegamento sottomarino a una FPSO. La produzione di gas naturale proveniente dal giacimento HZ21-1 è trasferita mediante pipeline sottomarina al terminale di Zhuhai e venduta alla compagnia di Stato cinese CNOOC. La produzione di petrolio è fornita principalmente dal giacimento HZ25-4 (Eni 49%). Le operazioni sono condotte dal consorzio CACT-OG (Eni 16,33%). Nel dicembre 2013, il Blocco 16/08 è stato rilasciato.

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 16 mila boe/giorno prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore orientale e nell'onshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 28.999 chilometri quadrati (19.209 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Nel medio termine, le iniziative di sviluppo in corso consentiranno di aumentare la produzione.

Produzione La produzione deriva dal permesso Sanga Sanga (Eni 37,8%), dove sono in produzione sette giacimenti prevalentemente a gas che alimentano l'impianto di liquefazione di Bontang, uno dei più grandi al mondo. Il gas liquefatto viene esportato in Giappone, Corea del Sud e Taiwan.

Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2017 con picco di 80 mila boe/giorno (42 mila in quota Eni) nel 2018. Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connes-

sione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2017.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan Orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti, con avvio atteso nel 2016. Il programma prevede successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem. Lo start-up è atteso nel 2018.

Iraq

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 41,6%) che nel 2013 ha prodotto 22 mila barili/giorno in quota Eni. Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Nel luglio 2013 è stato firmato un emendamento con la compagnia di Stato irachena South Oil Company e il Ministero del Petrolio iracheno al contratto di servizio del giacimento Zubair che stabilisce in 850 mila barili/giorno il target di produzione e l'estensione della durata del contratto per altri cinque anni, fino al 2035.

Il Rural Support Project a sostegno delle aziende agricole e delle comunità nell'area del giacimento di Zubair è stato completato nell'anno. Il programma in collaborazione con il Dipartimento Agricoltura di Zubair, la Farmers Association e sotto la supervisione delle Autorità locali ha riguardato 165 aziende durante la stagione agricola 2012-2013.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 52 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività di Eni si svolge principalmente in ambito onshore, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 28.121 chilometri quadrati (10.335 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni sono regolate da contratti di concessione (attività onshore) e Production Sharing Agreement (attività offshore).

Produzione I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit/Badhra (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2013 hanno prodotto circa il 75% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato interventi per contrastare il declino produttivo dei giacimenti.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta onshore a gas di Lundali 1 nella concessione Sukhpur (Eni 45%, operatore) con un potenziale produttivo superiore alle 3 mila boe/giorno e con la scoperta a gas di Bhadra North-2.

Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati in quota Eni, suddivisa in quattro aree. Nel 2013, la produzione in quota Eni è stata di 10 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Turkmenistan sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione Eni è operatore con la quota del 100% del Blocco Nebit Dag. La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità Turkmene con un'e-

quivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas prodotto è utilizzato per consumi interni e per gas lift a supporto della produzione del campo di Burun. L'ammontare residuo è trasportato da Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato interventi a sostegno della produzione.

America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 13 mila barili/giorno. L'attività è condotta nel Blocco 10 (Eni 100%) situato nella Foresta Amazzonica, per una superficie sviluppata di 1.985 chilometri quadrati in quota Eni.

Le attività di Eni nel Paese sono regolate da un contratto di servizio, con durata fino al 2023.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento a olio di Villano, avviato nel 1999. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una Central Production Facility collegata via pipeline alle facility di stoccaggio sulla costa pacifica.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato le attività di workover per contrastare il naturale declino dell'area e lo sviluppo del potenziale minerario residuo. È stato completato l'upgrading delle strutture logistiche e attività di manutenzione degli impianti.

Esplorazione Sono state completate le attività necessarie per avviare un nuovo programma esplorativo nel corso del 2014.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e, più recentemente, nell'onshore del Texas.

La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 6.729 chilometri quadrati (3.843 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 82 mila boe/giorno. Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

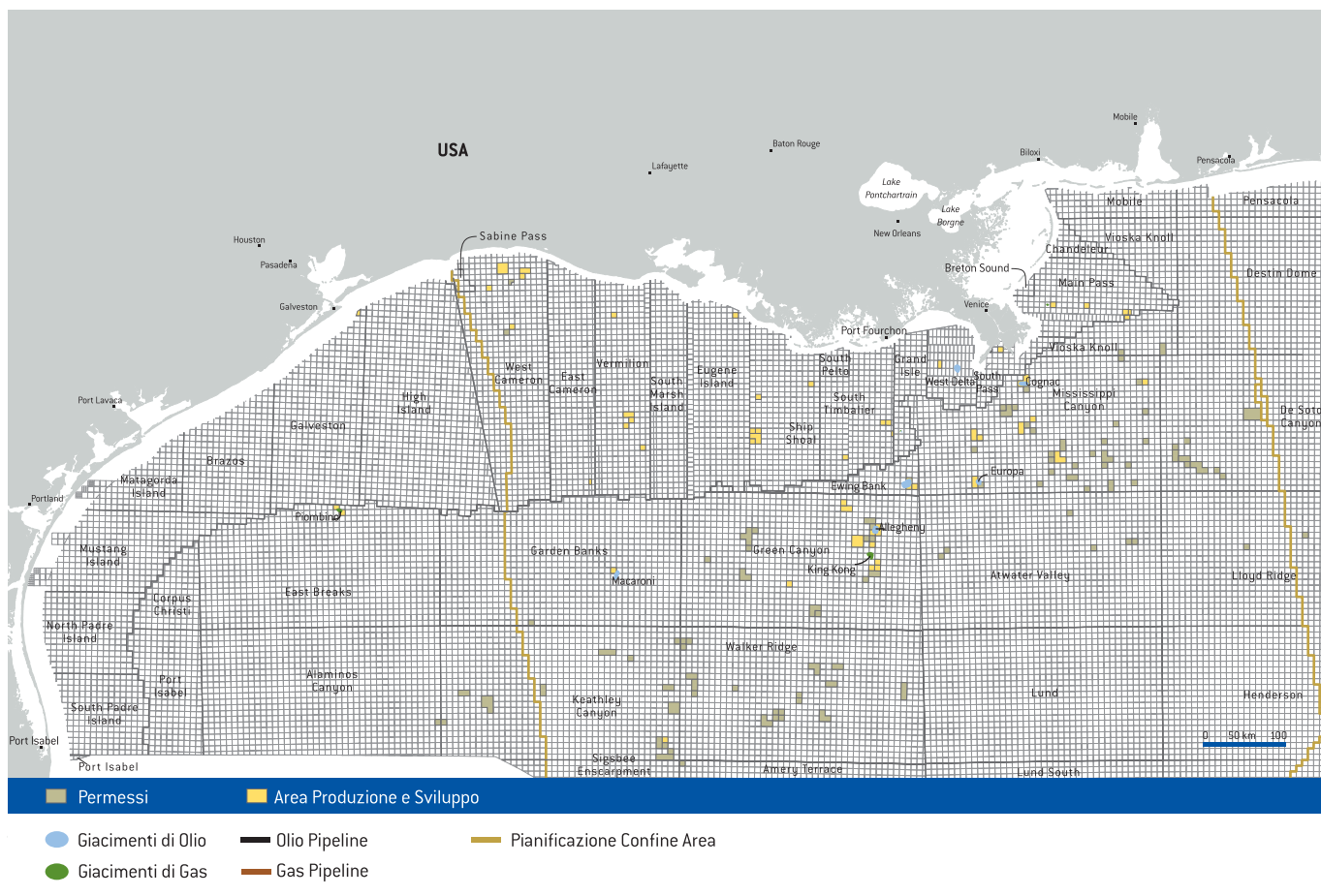
Golfo del Messico

Eni partecipa in 228 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 139 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny, Appaloosa e Morphet (Eni 100%); Longhorn-Leo, Devils Towers e Triton (Eni 75%) e Pegasus (Eni 58%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti non operati di Medusa (Eni 25%), Europa (Eni 32%) e Thunder Hawk (Eni 25%).

Sviluppo È stata sanzionata la Fase 1 del programma di sviluppo del giacimento Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Le attività di sviluppo nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e il completamento dei pozzi e installazione delle facility sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%), Lucius/Hadrian North (Eni 5,4%) e St. Malo (Eni 1,25%); (ii) attività di infilling sui giacimenti in produzione di Appaloosa, Longhorn, Pegasus e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral.

Esplorazione Le Autorità competenti hanno ufficializzato l'assegnazione di uno dei cinque blocchi offshore, situati nelle aree di Mississip-



pi Canyon e Desoto Canyon nel Golfo del Messico, per cui Eni era risultata migliore offerente nel corso della Lease Sale 227 del marzo 2013.

Texas

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a circa 8 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Nel novembre 2013 è stato definito con la società statunitense Quicksilver un accordo di esplorazione e sviluppo di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. Eni acquisirà un interest del 50% nel titolo minerario di Leon Valley, situata nel Texas occidentale. Il programma di lavoro prevede la perforazione fino a un massimo di 5 pozzi esplorativi e una prospezione geofisica per definire il potenziale minerario dell'area in base al quale sarà definito il piano di sviluppo. Eni investirà fino a \$52 milioni per l'esecuzione delle attività esplorative programmate. L'accordo prevede inoltre l'acquisizione senza costi aggiuntivi della quota del 50% posseduta da Quicksilver in un titolo limitrofo.

Alaska

Eni partecipa in 102 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 10% e il 100%, dei quali 49 operati.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 12 mila barili/giorno in quota Eni nel 2013.

Sviluppo Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq e Ooguruk.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 11 mila boe/giorno). L'attività è concentrata nell'offshore settentrionale di Trinidad, per una superficie sviluppata di 382 chilometri quadrati (66 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Trinidad e Tobago sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Chaconia, Ixora, Hibiscus, Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,3%). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene mediante l'utilizzo di due piattaforme fisse collegate alle facility di trattamento di Hibiscus. Il gas prodotto è utilizzato per alimentare i treni 2, 3 e 4 dell'impianto di liquefazione Atlantic LNG, destinati principalmente al mercato statunitense in base a contratti di lungo termine. La produzione eccedente di gas liquefatto è venduta principalmente su altri mercati su base spot.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 10 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nel Golfo del Venezuela, nel Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione dei giacimenti di petrolio di Eni in Venezuela sono regolate dal regime di "Impresa Mista". Nel regime di Impresa Mista una società di diritto venezuelano è titolare dei relativi diritti minerari, svolge direttamente le operazioni petrolifere

ed è partecipata da CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari al 60%.

Nel medio termine, le attività di sviluppo in corso consentiranno di aumentare la produzione collocando il Paese tra i primi produttori di Eni.

Produzione Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (accelerated early production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in place certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di early production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Proseguono le attività di drilling e installazione delle facility di trasporto e trattamento.

L'altro giacimento in produzione è Corocoro (Eni 26%), con una produzione pari a 37 mila barili/giorno nel 2013.

Sviluppo Prosegue il progetto sanzionato del giacimento a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Successivamente al perfezionarsi del trasferimento della quota, Eni conserverà il 32,5% nel progetto. La prima fase di sviluppo (Early Production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015. Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Esplorazione Le attività esplorative riguardano il blocco Golfo di Paria Centrale (Eni 19,5%), dove è situata la scoperta a olio Punta Sur.

Nel corso dell'anno sono stati definiti i tempi e il programma della campagna esplorativa del potenziale minerario a gas dei permessi di Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest (Eni 40%).

■ Australia e Oceania

Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2013 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 30 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 23.576 chilometri quadrati (13.622 chilometri quadrati in quota Eni).

Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei Blocchi WA-33-L (Eni 100%), JPDA 03-13 (Eni 10,99%) e JPDA 06-105 (Eni 40%, operatore).

Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/P68 (Eni 50%) e NT/P48 (Eni 32,5%). Nell'ottobre 2013 è stata effettuata la scoperta a gas con il pozzo di appraisal Evans Shoal North-1 nel permesso NT/P48. Il potenziale della scoperta è stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 7 licenze esplorative, di cui una in JPDA.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di cooperazione tra Australia e Timor Leste (Joint Petroleum Development Area - JPDA), da Production Sharing Agreement.

Blocco JPDA 03-13

Produzione Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 173 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2013. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

Sviluppo Sono in corso le attività della fase 3 di sviluppo con l'obiettivo d'incrementare la produzione di liquidi e sostenere la produzione di GNL.

Blocco JPDA 06-105

Produzione Il giacimento a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%), in produzione dal 2011, ha prodotto 16 mila barili/giorno nel 2013 (circa 5 mila in quota Eni). Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso 3 pozzi di produzione sottomarini e un impianto FPSO per il trattamento dell'olio.

Sviluppo Sono state avviate le attività della Fase 2 di sviluppo del giacimento Kitan che prevede la perforazione e il completamento di un pozzo di sviluppo nella parte orientale del giacimento e collegamento all'esistente FPSO.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), in produzione dal 2009, ha prodotto 662 milioni di metri cubi/anno nel 2013. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2009									
Riserve certe di idrocarburi	703	590	1.937	1.163	1.221	545	279	133	6.571
<i>Società consolidate</i>	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
<i>Società in joint venture e collegate</i>			15	22		309	16		362
Sviluppate	490	432	1.278	804	614	183	181	122	4.104
<i>Società consolidate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
<i>Società in joint venture e collegate</i>			12	5		44	13		74
Non sviluppate	213	158	659	359	607	362	98	11	2.467
<i>Società consolidate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	17		265	3		288
2010									
Riserve certe di idrocarburi	724	601	2.119	1.161	1.126	612	373	127	6.843
<i>Società consolidate</i>	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
<i>Società in joint venture e collegate</i>			23	28		317	143		511
Sviluppate	554	405	1.237	817	543	182	167	117	4.022
<i>Società consolidate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
<i>Società in joint venture e collegate</i>			22	5		43	26		96
Non sviluppate	170	196	882	344	583	430	206	10	2.821
<i>Società consolidate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	23		274	117		415
2011									
Riserve certe di idrocarburi	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
<i>Società consolidate</i>	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
<i>Società in joint venture e collegate</i>			21	83		656	386		1.146
Sviluppate	540	374	1.194	746	482	134	188	112	3.770
<i>Società consolidate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
<i>Società consolidate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
<i>Società in joint venture e collegate</i>			2	79		651	360		1.092
2012									
Riserve certe di idrocarburi	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
<i>Società consolidate</i>	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20	81		668	730		1.499
Sviluppate	406	349	1.100	716	458	190	190	107	3.516
<i>Società consolidate</i>	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
<i>Società consolidate</i>	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
<i>Società in joint venture e collegate</i>				81		586	710		1.377
2013									
Riserve certe di idrocarburi	499	557	1.802	1.230	1.035	270	966	176	6.535
<i>Società consolidate</i>	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	75		7	726		827
Sviluppate	408	343	1.022	701	566	93	171	123	3.427
<i>Società consolidate</i>	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19			3	18		40
Non sviluppate	91	214	780	529	469	177	795	53	3.108
<i>Società consolidate</i>	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
<i>Società in joint venture e collegate</i>				75		4	708		787

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica (milioni di barili)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2009									
Riserve certe di petrolio e condensati	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
<i>Società consolidate</i>	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	7		50	16		86
Sviluppate	141	218	669	548	291	52	93	23	2.035
<i>Società consolidate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
<i>Società in joint venture e collegate</i>			10	4		7	13		34
Non sviluppate	92	133	239	229	558	92	76	9	1.428
<i>Società consolidate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	3		43	3		52
2010									
Riserve certe di petrolio e condensati	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
<i>Società consolidate</i>	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	6		44	139		208
Sviluppate	183	207	674	537	251	44	87	20	2.003
<i>Società consolidate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
<i>Società in joint venture e collegate</i>			18	4		5	25		52
Non sviluppate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
<i>Società consolidate</i>	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	2		39	114		156
2011									
Riserve certe di petrolio e condensati	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
<i>Società consolidate</i>	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<i>Società in joint venture e collegate</i>			17	22		110	151		300
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
<i>Società consolidate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
<i>Società consolidate</i>	75	177	295	187	438	72	40		1.284
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	18		110	126		255
2012									
Riserve certe di petrolio e condensati	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
<i>Società consolidate</i>	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
<i>Società in joint venture e collegate</i>			17	16		114	119		266
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
<i>Società consolidate</i>	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
<i>Società in joint venture e collegate</i>			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
<i>Società consolidate</i>	62	171	320	216	467	41	45		1.322
<i>Società in joint venture e collegate</i>				16		106	100		222
2013									
Riserve certe di petrolio e condensati	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
<i>Società consolidate</i>	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16	15		1	116		148
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
<i>Società consolidate</i>	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
<i>Società consolidate</i>	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
<i>Società in joint venture e collegate</i>				15		1	97		113

Riserve certe di gas naturale per area geografica (milioni di metri cubi)									
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
[al 31 dicembre]									
2009									
Riserve certe di gas naturale	76.556	39.066	167.326	62.636	60.571	65.173	17.851	16.280	505.459
<i>Società consolidate</i>	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
<i>Società in joint venture e collegate</i>			419	2.417		42.111	44		44.991
Sviluppate	56.643	34.853	99.038	41.572	52.651	21.402	14.352	15.991	336.502
<i>Società consolidate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
<i>Società in joint venture e collegate</i>			314	142		6.133	35		6.624
Non sviluppate	19.913	4.213	68.288	21.064	7.920	43.771	3.499	289	168.957
<i>Società consolidate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
<i>Società in joint venture e collegate</i>			105	2.275		35.978	9		38.367
2010									
Riserve certe di gas naturale	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
<i>Società consolidate</i>	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>Società in joint venture e collegate</i>			696	3.339		43.030	627		47.692
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
<i>Società consolidate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>Società in joint venture e collegate</i>			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
<i>Società consolidate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
<i>Società in joint venture e collegate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
2011									
Riserve certe di gas naturale	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
<i>Società consolidate</i>	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>Società in joint venture e collegate</i>		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
<i>Società consolidate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>Società in joint venture e collegate</i>		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
<i>Società consolidate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
<i>Società in joint venture e collegate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
2012									
Riserve certe di gas naturale	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
<i>Società consolidate</i>	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
<i>Società consolidate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
<i>Società consolidate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
<i>Società in joint venture e collegate</i>				10.007		74.795	94.842		179.644
2013									
Riserve certe di gas naturale	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
<i>Società consolidate</i>	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<i>Società in joint venture e collegate</i>			421	9.350		803	94.955		105.529
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
<i>Società consolidate</i>	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
<i>Società in joint venture e collegate</i>			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
<i>Società consolidate</i>	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	9.350		421	94.804		104.578

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Produzione di idrocarburi per Paese ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		169	183	186	189	186
Resto d'Europa		247	222	216	178	155
Croazia		17	8	5	5	8
Norvegia		126	123	131	126	106
Regno Unito		104	91	80	47	41
Africa Settentrionale		573	602	438	586	556
Algeria		83	77	72	78	88
Egitto		230	232	236	235	227
Libia		244	273	112	258	228
Tunisia		16	20	18	15	13
Africa Sub-Sahariana		360	400	370	345	332
Angola		130	118	102	87	87
Congo		102	110	108	104	120
Nigeria		128	172	160	154	125
Kazakhstan		115	108	106	102	100
Resto dell'Asia		135	131	112	129	144
Cina		8	7	8	9	8
India		1	8	4	2	1
Indonesia		21	19	18	18	16
Iran		35	21	6	3	4
Iraq			5	7	18	22
Pakistan		58	59	58	57	52
Russia					11	31
Turkmenistan		12	12	11	11	10
America		153	143	125	135	116
Brasile				1	2	
Ecuador		14	11	7	25	13
Stati Uniti		119	109	98	88	82
Trinidad e Tobago		12	12	10	11	11
Venezuela		8	11	9	9	10
Australia e Oceania		17	26	28	37	30
Australia		17	26	28	37	30
Totale estero		1.600	1.632	1.395	1.512	1.433
		1.769	1.815	1.581	1.701	1.619
di cui società in joint venture e collegate		23	25	26	35	54
Angola		3	3	4	2	3
Brasile				1	2	
Indonesia		6	6	6	6	5
Russia					11	31
Tunisia		6	5	6	5	5
Venezuela		8	11	9	9	10

Produzione venduta di idrocarburi	(milioni di boe)	2009	2010	2011	2012	2013
Produzione di idrocarburi		645,7	662,3	577,0	622,6	591,0
Variazione rimanenze/altre		(3,8)	(3,4)	(7,4)	1,6	(5,7)
Autoconsumi di gas		(19,1)	(20,9)	(21,1)	(25,5)	(30,0)
Produzione venduta di idrocarburi ^(b)		622,8	638,0	548,5	598,7	555,3
petrolio	(milioni di barili)	365,20	361,30	302,61	325,41	299,54
- di cui a settore R&M		224,98	206,41	190,65	185,48	178,83
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	41,90	43,50	38,65	42,50	39,78
- di cui a settore G&P		12,57	12,23	11,98	12,33	10,89

[a] Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (12,8, 10,9, 9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009).

[b] Include 17,1 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2013 (11,2, 7,7, 8, e 7,1 milioni di boe nel 2012, 2011, 2010 e 2009, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		56	61	64	63	71
Resto d'Europa		133	121	120	95	77
Norvegia		78	74	80	74	60
Regno Unito		55	47	40	21	17
Africa Settentrionale		292	301	209	271	252
Algeria		80	74	69	71	73
Egitto		91	96	91	88	93
Libia		108	116	36	101	76
Tunisia		13	15	13	11	10
Africa Sub-Sahariana		312	321	278	247	242
Angola		125	113	95	80	79
Congo		97	98	87	82	90
Nigeria		90	110	96	85	73
Kazakhstan		70	65	64	61	61
Resto dell'Asia		57	48	34	44	49
Cina		7	6	7	8	7
India			1			
Indonesia		2	2	2	2	2
Iran		35	21	6	3	4
Iraq			5	7	18	22
Pakistan		1	1	1	1	
Russia					2	5
Turkmenistan		12	12	11	10	9
America		79	71	65	83	71
Brasile				1	2	
Ecuador		14	11	7	25	13
Stati Uniti		57	49	48	47	48
Venezuela		8	11	9	9	10
Australia e Oceania		8	9	11	18	10
Australia		8	9	11	18	10
Totale estero		951	936	781	819	762
		1.007	997	845	882	833
di cui società in joint venture e collegate		17	19	19	20	20
Angola		3	3	3	2	
Brasile				1	2	
Indonesia		1	1	1	1	1
Russia					2	5
Tunisia		5	4	5	4	4
Venezuela		8	11	9	9	10

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		165	178	181	184	179
Resto d'Europa		239	214	209	171	149
Africa Settentrionale		554	582	420	561	528
Africa Sub-Sahariana		349	386	354	327	307
Kazakhstan		113	104	102	98	96
Resto dell'Asia		130	126	106	121	135
America		150	141	124	133	114
Australia e Oceania		16	26	27	36	29
		1.716	1.757	1.523	1.631	1.537
di cui società in joint venture e collegate		21	23	23	33	50
Africa Settentrionale		5	5	5	5	4
Africa Sub-Sahariana		3	3	3	2	2
Resto dell'Asia		5	5	4	15	34
America		8	10	11	11	10

(a) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese ^(a)	[milioni di metri cubi/giorno]	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		18,5	19,1	19,1	19,7	17,9
Resto d'Europa		18,6	15,9	15,2	13,0	12,2
Croazia		2,7	1,3	0,9	0,7	1,2
Norvegia		7,8	7,7	8,0	8,2	7,1
Regno Unito		8,1	6,9	6,3	4,1	3,9
Africa Settentrionale		45,7	47,4	36,0	49,0	47,4
Algeria		0,5	0,5	0,5	1,1	2,3
Egitto		22,5	21,4	22,7	22,8	20,8
Libia		22,1	24,7	12,0	24,4	23,7
Tunisia		0,6	0,8	0,8	0,7	0,6
Africa Sub-Sahariana		7,8	12,5	14,4	15,2	14,0
Angola		0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
Congo		0,8	1,9	3,4	3,4	4,6
Nigeria		6,2	9,7	10,0	10,7	8,1
Kazakhstan		7,3	6,7	6,5	6,3	6,0
Resto dell'Asia		12,6	13,1	12,1	13,3	14,7
Cina		0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
India		0,1	1,0	0,6	0,3	0,2
Indonesia		3,0	2,7	2,3	2,4	2,2
Pakistan		9,3	9,2	9,1	8,8	8,0
Russia					1,5	4,0
Turkmenistan					0,2	0,2
America		12,0	11,2	9,5	8,1	7,0
Stati Uniti		10,1	9,4	7,9	6,4	5,3
Trinidad e Tobago		1,9	1,8	1,6	1,7	1,7
Australia e Oceania		1,4	2,7	2,8	2,9	3,1
Australia		1,4	2,7	2,8	2,9	3,1
Totale estero		105,4	109,5	96,5	107,8	104,4
		123,9	128,6	115,6	127,5	122,3
di cui società in joint venture e collegate		1,1	1,0	1,0	2,5	5,3
Angola				0,1	0,1	0,4
Indonesia		0,9	0,8	0,7	0,7	0,7
Russia					1,5	4,0
Tunisia		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita ^(b)	[milioni di metri cubi/giorno]	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		18	18	18	19	17
Resto d'Europa		17	15	14	12	11
Africa Settentrionale		43	44	33	45	43
Africa Sub-Sahariana		6	11	12	12	10
Kazakhstan		6	6	6	6	6
Resto dell'Asia		12	12	12	12	13
America		12	11	9	8	7
Australia e Oceania		1	3	3	3	3
		115	120	107	117	110
di cui società in joint venture e collegate		1	1	1	2	5
Resto dell'Asia		1	1	1	2	5

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo [12,8, 10,9, 9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009].

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2009		2010		2011		2012		2013	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati										
(\$/bbl)										
Italia	56,02		72,19		101,20		100,52		98,50	
Resto d'Europa	56,46		67,26		97,56	97,18	100,67	93,11	98,97	
Africa Settentrionale	56,42	14,60	70,96	16,09	97,63	17,98	103,63	17,93	100,42	17,96
Africa Sub-Sahariana	59,75	56,85	78,23	77,78	110,09	108,92	108,34	112,28	105,13	
Kazakhstan	52,34		66,74		98,68		102,25		99,37	
Resto dell'Asia	55,34	9,01	75,20	57,05	101,09	74,98	103,44	40,36	99,69	33,87
America	55,66	56,41	72,84	71,70	101,15	93,03	85,94	93,45	85,27	93,32
Australia e Oceania	50,40		73,00		98,05		102,06		98,72	
	57,02	44,43	72,95	58,86	102,47	84,78	103,06	77,94	100,20	64,92
Gas naturale										
(\$/kmc)										
Italia	318,11		307,46		408,21		377,14		411,27	
Resto d'Europa	249,08		261,43		343,15	375,75	357,70	411,16	374,85	
Africa Settentrionale	204,45		242,59		209,98	190,43	287,06	173,53	281,23	221,98
Africa Sub-Sahariana	58,86		66,03		69,60		76,12		76,38	
Kazakhstan	16,16		17,38		20,19		23,55		22,53	
Resto dell'Asia	144,35	262,77	153,39	348,48	186,11	553,63	209,85	217,84	205,75	123,32
America	142,97		165,81		141,97		102,30		119,10	
Australia e Oceania	287,17		261,19		260,33		273,00		275,41	
	198,38	240,51	212,06	308,21	227,36	490,34	252,28	217,44	261,66	141,43
Idrocarburi										
(\$/boe)										
Italia	53,17		56,60		77,26		73,24		77,56	
Resto d'Europa	49,53		56,00		79,03	66,14	80,79	69,05	79,14	
Africa Settentrionale	45,47	13,19	55,06	13,53	64,85	20,87	73,06	19,45	70,51	21,47
Africa Sub-Sahariana	54,61	56,85	66,35	77,78	88,02	108,92	84,93	112,28	85,08	
Kazakhstan	33,65		42,24		62,87		64,92		62,02	
Resto dell'Asia	38,21	41,80	42,45	55,04	51,51	85,80	57,98	34,78	62,59	21,46
America	39,29	56,32	47,84	71,70	60,28	93,03	54,61	93,45	57,89	93,32
Australia e Oceania	48,63		52,51		61,00		73,82		61,79	
	46,90	42,82	55,59	56,10	72,20	83,15	73,65	59,25	72,97	37,57
Gruppo Eni		2009		2010		2011		2012		2013
Petrolio e condensati (\$/bbl)		56,95		72,76		102,11		102,58		99,44
Gas Naturale (\$/kmc)		198,64		212,67		229,06		251,67		256,57
Idrocarburi (\$/boe)		46,90		55,60		72,26		73,39		71,87

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)				
	2009	2010	2011	2012	2013
Europa	31.607	29.079	26.023	27.423	37.018
Italia	22.038	19.097	16.872	17.556	17.282
Resto d'Europa	9.569	9.982	9.151	9.867	19.736
Africa	158.749	152.671	137.220	142.796	137.096
Africa Settentrionale	46.011	44.277	30.532	21.390	20.412
Africa Sub-Sahariana	112.738	108.394	106.688	121.406	116.684
Asia	125.641	112.745	55.284	58.042	79.314
Kazakhstan	880	880	880	869	869
Resto dell'Asia	124.761	111.865	54.404	57.173	78.445
America	11.523	11.187	10.209	9.075	9.206
Australia e Oceania	20.342	15.279	25.685	13.834	13.622
Totale	347.862	320.961	254.421	251.170	276.256

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2013

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda ^(a) ^(b) sviluppata	Sup. netta ^(a) ^(b) sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		264	16.170	10.907	40.753	26.111		121	94
Italia	1926	151	10.663	8.948	10.815	8.334	Onshore/Offshore	81	68
Resto d'Europa		113	5.507	1.959	29.938	17.777		40	26
Cipro	2013	3			12.523	10.018	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	9	3
Norvegia	1965	57	2.264	346	9.302	3.433	Offshore	18	19
Polonia	2010	2			969	969	Onshore		
Regno Unito	1964	34	1.218	596	223	42	Offshore	13	3
Ucraina	2011	12	50	30	3.840	1.911	Onshore		1
Altri Paesi		3			3.081	1.404	Offshore		
AFRICA		280	66.341	20.131	185.574	116.965		275	130
Africa Settentrionale		116	32.560	14.150	14.334	6.262		110	50
Algeria	1981	42	3.223	1.148	187	31	Onshore	37	6
Egitto	1954	53	4.926	1.778	5.460	1.887	Onshore/Offshore	41	24
Libia	1959	10	17.947	8.950	8.687	4.344	Onshore/Offshore	11	15
Tunisia	1961	11	6.464	2.274			Onshore/Offshore	21	5
Africa Sub-Sahariana		164	33.781	5.981	171.240	110.703		165	80
Angola	1980	71	6.498	802	14.991	3.641	Onshore/Offshore	50	32
Congo	1968	28	1.835	1.017	2.890	2.108	Onshore/Offshore	24	6
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	2			4.676	1.664	Offshore		2
Kenia	2012	4			46.410	38.930	Offshore		
Liberia	2012	3			7.365	1.841	Offshore		
Mozambico	2007	1			10.207	5.103	Offshore		8
Nigeria	1962	41	25.448	4.162	10.838	3.484	Onshore/Offshore	91	32
Repubblica Democratica del Congo	2010	1			478	263	Onshore		
Togo	2010	2			6.192	6.192	Offshore		
Altri Paesi		5			59.578	39.862	Onshore		
ASIA		70	19.013	6.650	168.024	72.664		31	25
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.542	427	Onshore/Offshore	1	5
Resto dell'Asia		64	16.622	6.208	165.482	72.237		30	20
Cina	1984	8	76	19	5.130	5.130	Offshore	4	1
India	2005	11	206	109	16.546	6.058	Onshore/Offshore	4	3
Indonesia	2001	13	3.220	1.218	25.779	17.991	Onshore/Offshore	7	15
Iran	1957	4	1.456	820			Onshore/Offshore	1	
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Pakistan	2000	18	10.390	3.396	17.731	6.939	Onshore/Offshore	11	1
Russia	2007	3			62.592	20.862	Offshore		
Timor Leste	2006	1			1.538	1.230	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	200			Onshore	2	
Vietnam	2013	3			21.566	10.783	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		348	4.809	3.141	15.268	6.065		65	18
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	1
Groenlandia	2013	1			2.630	920	Offshore		
Stati Uniti	1968	331	1.640	822	5.089	3.021	Onshore/Offshore	55	14
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	802	268	2.002	798	Onshore/Offshore	2	2
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		14	1.140	709	22.436	12.913		3	2
Australia	2001	14	1.140	709	22.436	12.913	Offshore	3	2
Totale		976	107.473	41.538	432.055	234.718		495	269

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Acquisto di riserve proved e unproved		697		754	43	109
Africa Settentrionale		351		57	14	109
Africa Sub-Sahariana		73		697	27	
Resto dell'Asia		94				
America		179			2	
Esplorazione		1.228	1.012	1.210	1.850	1.669
Italia		40	34	38	32	32
Resto d'Europa		113	114	100	151	357
Africa Settentrionale		317	84	128	153	95
Africa Sub-Sahariana		284	406	482	1.142	757
Kazakhstan		20	6	6	3	1
Resto dell'Asia		159	223	156	193	233
America		243	119	60	80	110
Australia e Oceania		52	26	240	96	84
Sviluppo		7.478	8.578	7.357	8.304	8.580
Italia		689	630	720	744	743
Resto d'Europa		673	863	1.596	2.008	1.768
Africa Settentrionale		1.381	2.584	1.380	1.299	808
Africa Sub-Sahariana		2.105	1.818	1.521	1.931	2.675
Kazakhstan		1.083	1.030	897	719	658
Resto dell'Asia		406	311	361	641	749
America		706	1.187	831	953	1.127
Australia e Oceania		435	155	51	9	52
Altro		83	100	114	110	117
		9.486	9.690	9.435	10.307	10.475

Vita utile residua delle riserve	(anni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		11,4	10,9	10,4	7,6	7,3
Resto d'Europa		6,6	7,4	8,0	9,0	9,8
Africa Settentrionale		9,3	9,6	12,8	9,0	8,9
Africa Sub-Sahariana		8,9	7,9	8,2	8,9	10,2
Kazakhstan		29,0	28,7	24,5	28,1	28,8
Resto dell'Asia		11,1	12,8	21,7	18,1	5,1
America		5,0	7,2	13,6	19,7	23,0
Australia e Oceania		21,5	13,1	12,8	9,8	16,0
		10,2	10,3	12,3	11,5	11,1

Tasso di rimpiazzo delle riserve all sources	2009		2010		2011		2012		2013	
	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
(%)										
Italia	135	136	121	107	72	75	34		62	62
Resto d'Europa	173	174	103	102	140	136	37	37	63	40
Africa Settentrionale	99	99	167	167	58	58	40	40	32	34
Africa Sub-Sahariana	105	106	91	90	63	58	138	117	183	183
Kazakhstan							467	337	83	83
Resto dell'Asia	42		211	212	768	771	12	12	232	
America	102	144	274	273	646	647	855	786	102	102
Australia e Oceania	117	112	6	5	155	163	51	51	536	536
	93	96	127	125	143	142	147	107	105	(?)

Perforazione esplorativa									
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)		
	2011		2012		2013		2013		
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni	
Italia			1,0				5,0	3,4	
Resto d'Europa	0,3	0,7	1,0	1,0		3,4	17,0	6,2	
Africa Settentrionale	6,2	3,4	6,3	11,3	4,9	5,4	14,0	9,8	
Africa Sub-sahariana	0,6	2,6	4,5	5,1	3,2	6,6	60,0	24,3	
Kazakhstan				0,8		0,4	6,0	1,1	
Resto dell'Asia	0,2	7,6	0,5	0,6	4,3	2,7	21,0	8,2	
America	2,5			0,1	0,2	1,2	4,0	1,2	
Australia e Oceania		1,4		0,4		0,5	2,0	0,8	
	9,8	15,7	13,3	19,3	12,6	20,2	129,0	55,0	

Perforazione di sviluppo									
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress		
	2011		2012		2013		2013		
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni	
Italia	25,3		18,0	1,0	7,4	1,0	3,0	3,0	
Resto d'Europa	3,3	0,3	2,9	0,6	6,3		31,0	5,9	
Africa Settentrionale	55,9	1,1	46,0	1,6	61,6	3,3	20,0	11,3	
Africa Sub-Sahariana	28,2	1,0	27,4	0,3	26,3	1,2	20,0	5,1	
Kazakhstan	1,3		1,4		0,3		17,0	3,1	
Resto dell'Asia	39,2	2,5	41,2	0,1	61,7	4,3	26,0	11,4	
America	27,6		23,1		13,8		12,0	4,8	
Australia e Oceania	0,4						1,0	0,4	
	181,2	4,9	160,0	3,6	177,4	9,8	130,0	45,0	

Pozzi produttivi ^(d)				
(numero)	2013			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	240,0	194,1	615,0	531,5
Resto d'Europa	415,0	60,8	182,0	90,2
Africa Settentrionale	1.590,0	820,4	199,0	85,8
Africa Occidentale	2.908,0	585,9	339,0	25,5
Kazakhstan	104,0	29,7		
Resto dell'Asia	644,0	417,3	897,0	341,6
America	191,0	105,4	352,0	129,1
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	6.099,0	2.217,4	2.598,0	1.207,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

(d) Include 2.162 (761,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Gas & Power

Principali indicatori di performance ^(*)

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,15	3,97	2,44	1,84	1,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		2,32	4,00	5,22	3,64	1,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.272	27.806	33.093	36.200	32.124
Utile operativo		1.914	896	(326)	(3.219)	(2.992)
Utile operativo adjusted		2.022	1.268	(247)	356	(663)
<i>Mercato</i>		1.721	923	(657)	47	(837)
<i>Trasporto internazionale</i>		301	345	410	309	174
Utile netto adjusted		892	1.267	252	473	(246)
EBITDA proforma adjusted		2.975	2.562	949	1.316	6
<i>Mercato</i>		2.334	1.863	257	858	(311)
<i>Trasporto internazionale</i>		641	699	692	458	317
Investimenti tecnici		207	265	192	225	232
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	96,76	95,32	93,17
Vendite di GNL ^(c)		12,9	15,0	15,7	14,6	12,4
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	7,10	7,45	8,00
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	40,28	42,58	35,05
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.147	5.072	4.795	4.752	4.514
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,40	13,41	12,77	12,70	11,16
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) ^(d)	(%)	83,7	87,4	88,6	89,7	90,4
Prelievi idrici/KWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/KWheq)	0,015	0,013	0,014	0,012	0,017

[*] A seguito del piano di dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati della Divisione G&P includono le attività Mercato e Trasporto Internazionale. I periodi di confronto sono stati oggetto di restatement per omogeneità.

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,61 miliardi di metri cubi (6,17, 5,65, 2,86 e 2,73 miliardi di metri cubi nel 2009, 2010, 2011 e 2012, 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.

(d) Il valore del PSC 2013 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

Performance dell'anno

Nel 2013 è proseguito il trend di miglioramento degli indici infortunistici del -28,9% per i dipendenti e del 50,1% per i contrattisti rispetto al 2012.

Nel 2013, la Divisione Gas & Power ha conseguito la perdita netta adjusted di €246 milioni con un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012 a seguito del sostanziale deterioramento dello scenario competitivo, che ha comportato il crollo dei prezzi e dei margini di vendita in Italia, i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term.

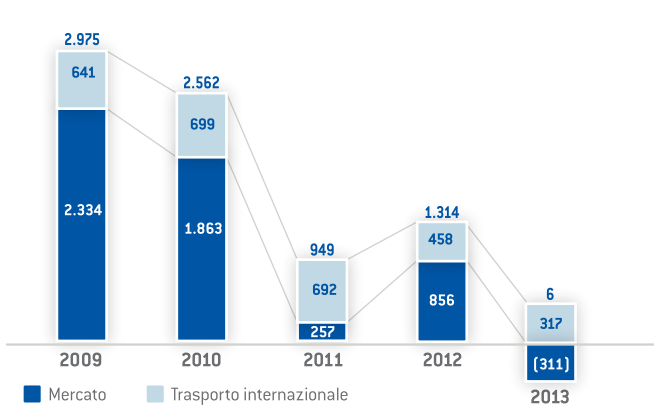
Le vendite di gas mondo di 93,17 miliardi di metri cubi hanno registrato un calo del 2,3% rispetto al 2012. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per

effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione.

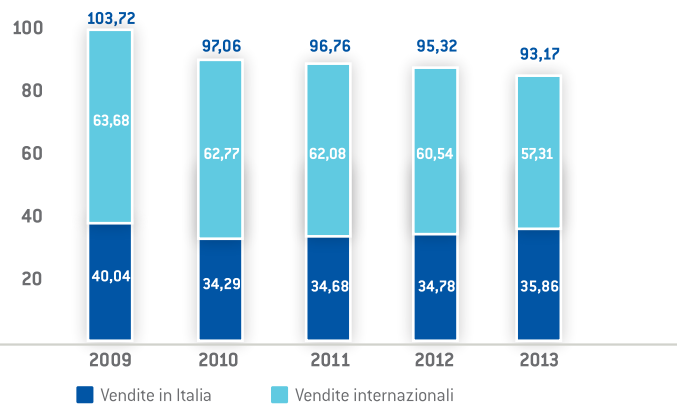
Le vendite di energia elettrica di 35,05 terawattora sono diminuite di 7,53 terawattora rispetto al 2012, pari al 17,7%.

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €232 milioni hanno riguardato il revamping della centrale di cogenerazione e l'ampliamento della rete di teleriscaldamento di Bolgiano (€39 milioni), iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato (€82 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€88 milioni).

EBITDA proforma adjusted
[€ milioni]

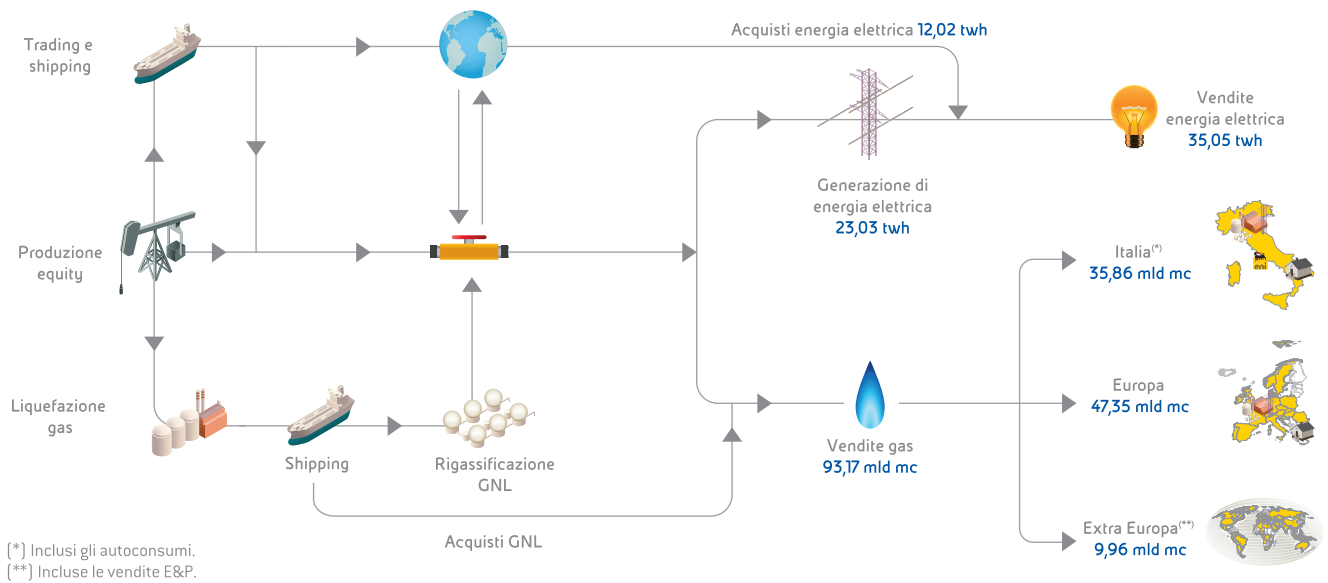


Vendite di gas mondo
[miliardi di metri cubi]



Catena del valore del Gas & Power

Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, una presenza multi-Country, un'ampia base clienti, accesso alle infrastrutture, know-how e relazioni di lungo termine con i Paesi produttori. L'integrazione con le attività upstream consente inoltre al settore Gas & Power di Eni di cogliere le opportunità di crescita nel mercato gas e di valorizzare le riserve di gas equity.



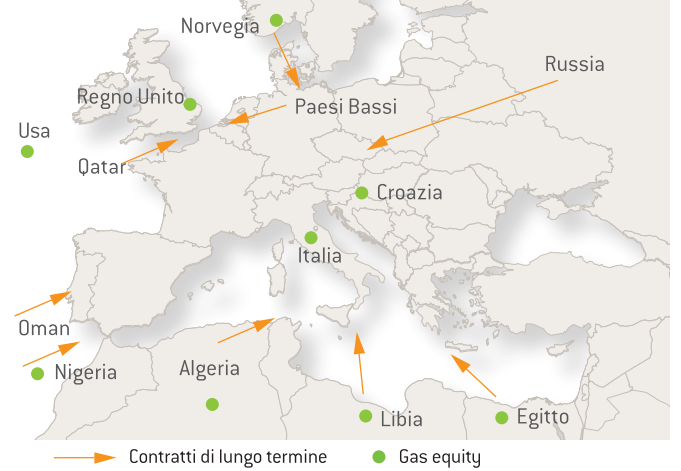
1. Mercato

1.1 Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del Mercato Europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Eni Gas & Power nv/sa ed escluso l'approvvigionato delle altre società

Portafoglio Eni approvvigionamento gas naturale



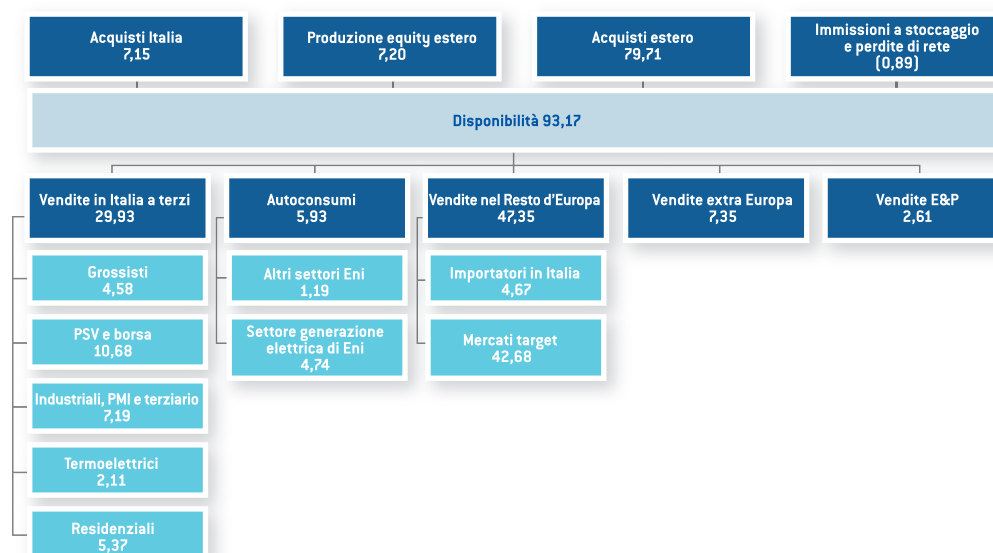
consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 14 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.).

Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di gas di Eni è soddisfatto con forniture provenienti da diciotto Paesi sulla base di contratti di approvvigionamento di lungo termine o forniture dell'attività upstream Eni, e dall'accesso ai mercati spot dell'Europa continentale.

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 93,17 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al 2012 di 2,15 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,52 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-0,62 miliardi di metri cubi; -0,8%), per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+9,76 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (+1,09 miliardi di metri cubi), completamente compensati dalla riduzione dei volumi approvvigionati in particolare in Algeria (-5,14 miliardi di metri cubi), Norvegia (-2,97 miliardi di metri cubi) e Libia (-0,77 miliardi di metri cubi).

Disponibilità e vendita di gas naturale

(miliardi di metri cubi)



Commercializzazione in Italia ed Europa

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 2.600 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'auto-trazione. Sono invece circa 8 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e circa 2 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera. In un

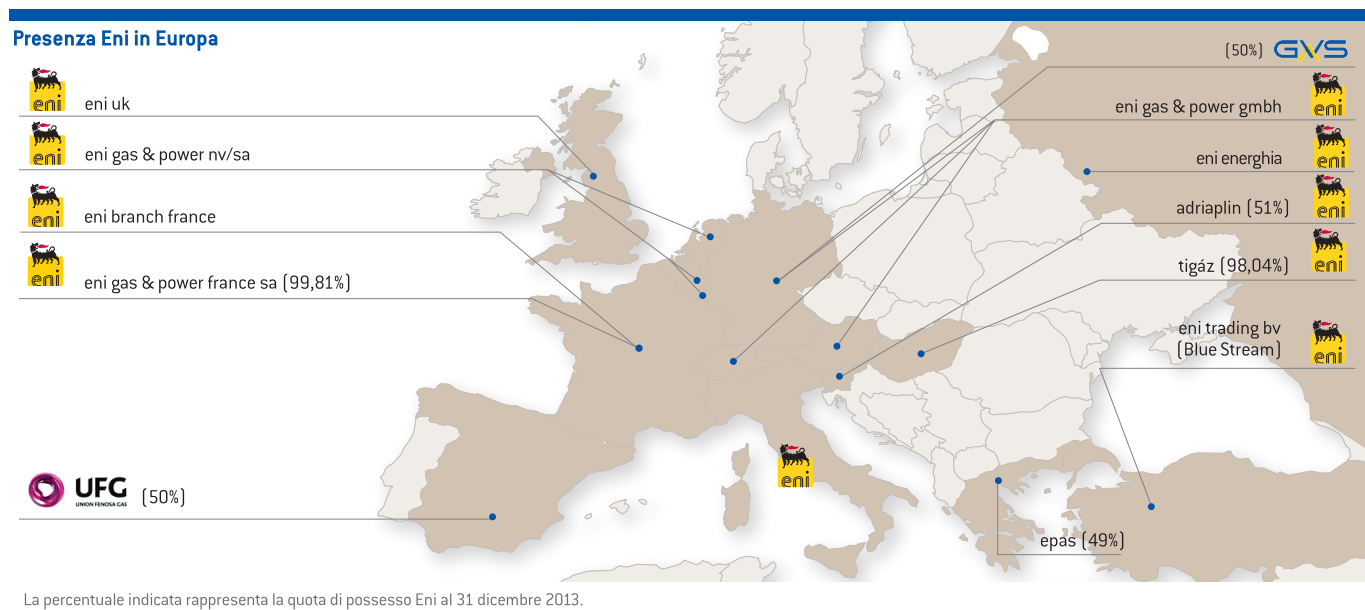
contesto di mercato caratterizzato dal calo strutturale della domanda di circa 6 punti percentuali sul mercato domestico (dell'1% rispetto al 2012 nell'Unione Europea) con previsione Eni di un livello di circa 490 miliardi di metri cubi al 2017, in linea con il 2013 e di molto inferiore alle proiezioni di circa 600 miliardi di metri cubi fatte nel 2008, Eni intende recuperare la redditività nelle vendite rinegoziando la posizione di costo per allinearla alle mutate condizioni di mercato, sviluppare un'offerta innovativa nel segmento large e crescere nel mercato retail facendo leva sulla qualità del servizio e lo sviluppo della dual offer.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	2012		2013		Var. % 2013 vs 2012
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
Italia a terzi	28,35	37,8	29,93	42,7	5,6
Grossisti	4,65		4,58		(1,5)
PSV e borsa	7,52		10,68		42,0
Industriali	6,93		6,07		(12,4)
PMI e terziario	0,81		1,12		38,3
Termoelettrici	2,55		2,11		(17,3)
Residenziali	5,89		5,37		(8,8)
Autoconsumi	6,43		5,93		(7,8)
TOTALE ITALIA	34,78	46,4	35,86	51,2	3,1
Domanda Gas^(a)	74,91		70,07		(6,4)

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	2012	2013
ITALIA		40,04	34,29	34,68	34,78	35,86
Grossisti		5,92	4,84	5,16	4,65	4,58
Gas release		1,30	0,68			
PSV e borsa		2,37	4,65	5,24	7,52	10,68
Industriali		7,58	6,41	7,21	6,93	6,07
PMI e terziario		1,08	1,09	0,88	0,81	1,12
Termoelettrici		9,68	4,04	4,31	2,55	2,11
Residenziali		6,30	6,39	5,67	5,89	5,37
Autoconsumi		5,81	6,19	6,21	6,43	5,93
VENDITE INTERNAZIONALI		63,68	62,77	62,08	60,54	57,31
Resto d'Europa		55,45	54,52	52,98	51,02	47,35
Importatori in Italia		10,48	8,44	3,24	2,73	4,67
Mercati europei		44,97	46,08	49,74	48,29	42,68
<i>Penisola Iberica</i>		6,81	7,11	7,48	6,29	4,90
<i>Germania/Austria</i>		5,36	5,67	6,47	7,78	8,31
<i>Benelux</i>		15,72	15,64	13,84	10,31	8,68
<i>Ungheria</i>		2,58	2,36	2,24	2,02	1,84
<i>UK/Nord Europa</i>		4,31	4,45	4,21	4,75	3,51
<i>Turchia</i>		4,79	3,95	6,86	7,22	6,73
<i>Francia</i>		4,91	6,09	7,01	8,36	7,73
<i>Altro</i>		0,49	0,81	1,63	1,56	0,98
Mercati extra europei		2,06	2,60	6,24	6,79	7,35
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	2,73	2,61
TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	96,76	95,32	93,17

Di seguito è descritta la presenza Eni nei principali mercati europei.



Benelux

Attraverso una presenza diretta e l'integrazione con la consociata Eni Gas & Power nv/sa, Eni vanta una posizione chiave nei Paesi del Benelux (Belgio, Olanda, Lussemburgo), in particolare in Belgio, nodo strategico del mercato spot del gas dell'Europa Occidentale, grazie alla posizione geografica e all'elevato grado di inter-connesione delle reti di transito del gas dell'Europa Continentale. Nel 2013, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriale, grossista e termoelettrico, ammontano

a 8,68 miliardi di metri cubi, in calo di 1,63 miliardi di metri (pari al 15,8%) per effetto del calo della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista.

Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia e nel mercato business e retail del gas e dell'energia elettrica in Belgio. Il brand Eni ha sostituito quello degli operatori nazionali acquisiti nel corso degli ultimi anni con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail di Francia e Belgio e di consolidare la leadership sul mercato business belga.

Francia

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Eni Gas & Power France sa. Nel 2013, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,73 miliardi di metri cubi (8,36 nel 2011) con un calo di 0,63 miliardi di metri cubi, pari al 7,5%, rispetto al 2012.

Nel 2012 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail di Francia. Nel prossimo quadriennio Eni intende incrementare le vendite nel Paese nel segmento retail.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso la collegata GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH - Eni 50%), che nel corso del 2013 ha venduto circa 5,24 miliardi di metri cubi (2,62 miliardi in quota Eni), e una struttura commerciale diretta che ha venduto nel 2012 circa 5,44 miliardi di metri cubi di gas in Germania e 0,25 miliardi in Austria. Complessivamente, nel 2013 Eni ha venduto 8,31 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 0,53 miliardi di metri cubi, pari al 6,8% rispetto all'anno precedente.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale sia con una struttura commerciale diretta, che commercializza le proprie disponibilità di GNL, sia attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2013 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 4,58 miliardi di metri cubi (2,29 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana (vedi di seguito), nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman; partecipa inoltre agli impianti spagnoli di rigassificazione presso Sagunto (Valencia) ed El Ferrol (Galizia) con quote rispettivamente del 42,5% e del 18,9%. Nel 2013, le vendite in Spagna di Eni sono state 4,90 miliardi di metri cubi.

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2013, le vendite sono state di 6,73 miliardi di metri cubi di gas, un decremento di 0,49 miliardi di metri cubi, pari al 6,8% rispetto al 2012.

UK/Nord Europa

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso Eni UK Ltd che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2013, le vendite Eni sono state di 3,51 miliardi di metri cubi con un calo del 26,1% rispetto all'anno precedente.

1.2 GNL

Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint-venture. Il business del GNL ha registrato una buona redditività sfruttando la crescente richiesta energetica in Asia e Sud America. Nei prossimi anni Eni intende aumentare i volumi commercializzati nei mercati a premio dirottando le disponibilità attraverso l'ottimizzazione del portafoglio ed una sempre maggior integrazione con l'upstream.

I principali asset Eni nel GNL sono:

Qatar

Tramite la controllata Eni Gas & Power France nv/sa, Eni ha ampliato le possibilità di sviluppo del business del GNL grazie all'accesso a nuove fonti di approvvigionamento in particolare dal Qatar sulla base del contratto di lungo termine (20 anni) con RasGas (70% Qatar Petroleum, 30% ExxonMobil) e al terminale GNL di Zeebrugge sulla costa belga.

Pascagoula

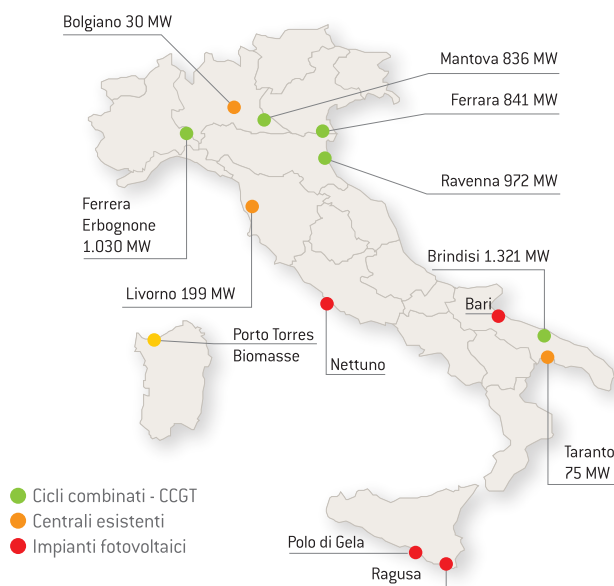
Nell'ambito del progetto upstream per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi/anno) destinato al mercato nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale che è in fase di costruzione presso Pascagoula in Mississippi. Il terminale ha avviato le attività nel quarto trimestre 2012.

Allo stesso tempo, Eni Usa Gas Marketing Llc ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG. A causa delle negative prospettive commerciali del mercato statunitense, Eni, attraverso la propria società controllata, e gli altri azionisti di LNG hanno predisposto un nuovo piano di sviluppo del contratto in essere che minimizza le forniture al mercato USA per indirizzarle verso mercati più remunerativi.

1.3 Generazione elettrica

Eni produce energia elettrica principalmente presso i Siti di Ferrera Erbo gnone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano.

Centrali e Stabilimenti EniPower in Italia



Capacità installata (in esercizio) al 31 dicembre 2013: 5,3 GW

Capacità installata a regime (2017): 5,4 GW

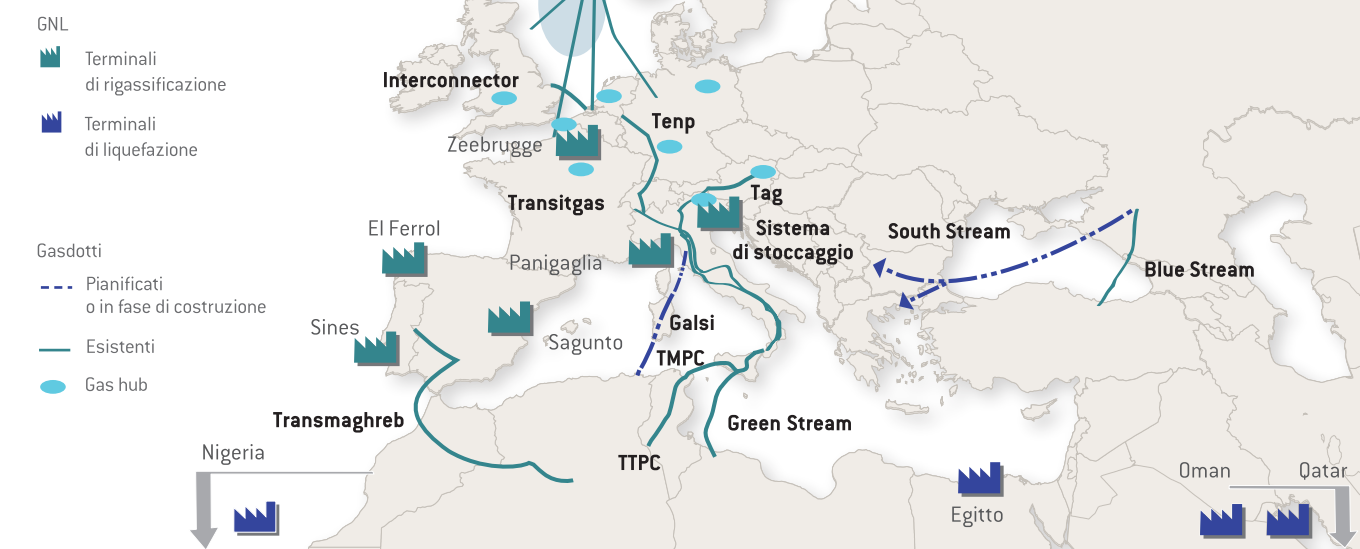
La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Eni stima che, su una produzione di energia elettrica e vapore di 26,5 TWh equivalenti, l'adozione della tecnologia CCGT consente oggi di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 5 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

Nel 2013, la produzione di energia elettrica è stata di 23,03 terawattora con un decremento di 2,64 terawattora rispetto al 2012, pari al 10,3%. Al 31 dicembre 2013, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2012). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 12,02 terawattora ha subito una notevole riduzione (-28,9%) a causa dei minori acquisti

effettuati sul mercato. Nel 2013 le vendite di energia elettrica (35,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (82%), siti industriali (9%), borsa elettrica (6%) e altro (3%). Il calo del 17,7% rispetto al 2012 è dovuto essenzialmente ai minori volumi scambiati sulla borsa elettrica e alle minori vendite ai grossisti che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail.

2. Trasporto internazionale

Principali infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa



Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione ed alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, incluse Olanda e Norvegia e Libia.

Inoltre, Eni partecipa al capitale in società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto. Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni:

- il **gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,2 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, punto di consegna del gas alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC. Nel 2009, è andato a regime il potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto completato nel 2008, per complessivi 6,5 miliardi di metri cubi/anno incrementali;
- il **gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo

complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;

- il **gasdotto Green Stream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, una linea di 520 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità del gasdotto ammonta a circa 11 miliardi di metri cubi/anno;
- Eni partecipa con il 50% al gasdotto sottomarino **Blue Stream** che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno.

Questi asset generano un flusso stabile di utile operativo, grazie alla vendita su base long-term dei relativi diritti di trasporto.

Approvvigionamento di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		6,86	7,29	7,22	7,55	7,15
Estero						
Russia		22,02	14,29	21,00	19,83	29,59
Algeria (incluso il GNL)		13,82	16,23	13,94	14,45	9,31
Libia		9,14	9,36	2,32	6,55	5,78
Paesi Bassi		11,73	10,16	11,02	11,97	13,06
Norvegia		12,65	11,48	12,30	12,13	9,16
Regno Unito		3,06	4,14	3,57	3,20	3,04
Ungheria		0,63	0,66	0,61	0,61	0,48
Qatar (GNL)		2,91	2,90	2,90	2,88	2,89
Altri acquisti di gas naturale		4,49	4,42	6,16	5,43	3,63
Altri acquisti di GNL		1,34	1,56	2,23	2,09	1,58
		81,79	75,20	76,05	79,14	78,52
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		88,65	82,49	83,27	86,69	85,67
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,25	(0,20)	1,79	(1,35)	(0,58)
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,28)	(0,31)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		89,60	82,18	84,85	85,06	84,78
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE		7,95	9,23	9,05	7,53	5,78
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	2,73	2,61
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		103,72	97,06	96,76	95,32	93,17

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	2012	2013
Vendite delle società consolidate		89,60	82,00	84,05	84,30	83,60
Italia (inclusi autoconsumi)		40,04	34,23	34,60	34,66	35,76
Resto d'Europa		48,65	46,74	44,84	44,57	42,30
Extra Europa		0,91	1,03	4,61	5,07	5,54
Vendite delle società collegate (quota Eni)		7,95	9,41	9,85	8,29	6,96
Italia			0,06	0,08	0,12	0,10
Resto d'Europa		6,80	7,78	8,14	6,45	5,05
Extra Europa		1,15	1,57	1,63	1,72	1,81
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	2,73	2,61
Totale vendite mondo		103,72	97,06	96,76	95,32	93,17

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	2012	2013
Vendite G&P		9,8	11,2	11,8	10,5	8,4
Italia		0,1	0,2			
Resto d'Europa		8,9	9,8	9,8	7,6	4,6
Extra Europa		0,8	1,2	2,0	2,9	3,8
Vendite E&P		3,1	3,8	3,9	4,1	4,0
<i>Terminali:</i>						
Soyo (Angola)						0,1
Bontang (Indonesia)		0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
PointFortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
Bonny (Nigeria)		1,4	2,2	2,5	2,7	2,4
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
Totale vendite di GNL		12,9	15,0	15,7	14,6	12,4

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2009	2010	2011	2012	2013
Mercato libero		25,07	27,84	27,25	31,84	28,73
Borsa elettrica		4,70	7,13	8,67	6,10	1,96
Siti		2,92	3,21	3,23	3,30	3,31
Altro ^(a)		1,27	1,36	1,13	1,34	1,05
Vendite di energia elettrica		33,96	39,54	40,28	42,58	35,05
Produzione di energia elettrica		24,09	25,63	25,23	25,67	23,03
Acquisti di energia elettrica		9,87	13,91	15,05	16,91	12,02

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

Centrali elettriche EniPower	Capacità installata ^(a) al 31/12/2013	Capacità installata a regime (2017) ^(b)	Entrata in esercizio effettiva/programmata	Tecnologia	Alimentazione
	(MW)	(GW)			
Brindisi	1.321	1,3	2006	CCGT	gas
Ferrera Erbognone	1.030	1,0	2004	CCGT	gas/syngas
Livorno	199	0,2	2000	Centrale elettrica	gas/olio combustibile
Mantova	836	0,9	2005	CCGT	gas
Ravenna	972	1,0	2004	CCGT	gas
Taranto ^(c)	75	0,1	2000	Centrale elettrica	gas/olio combustibile
Ferrara	841	0,8	2008	CCGT	gas
Bolgiano	30	0,1	2012	Centrale elettrica	gas
Parchi fotovoltaici	4		2011-2015	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	5.308	5,4			

(a) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

(b) Capacità installata e in esercizio.

(c) Ceduta alla Raffineria di Taranto (R&M) nell'ottobre 2013.

Generazione elettrica		2009	2010	2011	2012	2013
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.790	5.154	5.008	5.206	4.635
Altri combustibili	(migliaia di tep)	569	547	528	462	449
- di cui vapore cracking		82	103	99	98	99
Produzioni						
Produzione di energia elettrica	(TWh)	24,09	25,63	25,23	25,67	23,03
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.048	10.983	14.401	12.603	10.099
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

Infrastrutture di trasporto						
Tratta	Linee	Lunghezza complessiva	Diametro	Capacità di trasporto ^(a)	Capacità di transito ^(b)	Stazioni di compressione
	(n.)	(km)	(pollici)	(mld mc/a)	(mld mc/a)	(n.)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,0	33,2	5
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5	33,5	
Greenstream (Mellitah-Gela)	1 linea da 520 km	520	32	8,0	8,0	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	16,0	1

(a) Comprende sia la capacità di transito, sia il quantitativo destinato ai mercati locali e prelevato in vari punti lungo il gasdotto.

(b) È la massima portata proveniente dai vari punti di immissione del gasdotto e trasportata fino alla struttura di trasporto immediatamente a valle.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		85	155	132	174	163
Estero		122	110	60	51	69
		207	265	192	225	232
Mercato		175	248	184	212	209
Mercato		102	133	97	81	88
Italia		12	40	45	43	42
Estero		90	93	52	38	46
Generazione elettrica		73	115	87	131	121
Trasporto internazionale		32	17	8	13	23
		207	265	192	225	232

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,18	1,77	1,96	1,08	0,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,35	3,59	3,21	2,32	1,68
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	31.769	43.190	51.219	62.656	57.329
Utile operativo		(102)	149	(273)	(1.296)	(1.517)
Utile operativo adjusted		(357)	(181)	(539)	(321)	(482)
Utile netto adjusted		(197)	(56)	(264)	(179)	(232)
Investimenti tecnici		635	711	866	842	619
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,55	34,80	31,96	30,01	27,38
Grado di conversione del sistema	(%)	60	61	61	61	62
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	747	757	767	767	787
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,02	11,73	11,37	10,87	9,69
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.167	6.287	6.384	6.386
Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	2.477	2.353	2.206	2.064	1.828
Grado di efficienza della rete	(%)	1,61	1,53	1,50	1,48	1,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.166	8.022	7.591	7.125	6.942
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,29	7,76	7,24	6,03	5,18
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	21,98	28,05	23,07	16,99	10,80
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	7,35	7,96	6,74	5,87	4,51
Prelievi idrici [raffinerie]/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	35,99	28,36	31,03	25,43	19,98
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	18,15	17,79	13,26	14,83	10,84
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,93	7,84	7,74	7,90	8,10

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Gli indici infortunistici del 2013 sono migliorati rispettivamente del 71,4% per i dipendenti e del 27,5% per i contrattisti.

La riduzione delle emissioni di GHG, SO_x e NO_x, ha beneficiato delle iniziative di energy saving e del maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile.

L'intensità idrica delle raffinerie è diminuita del 26%.

Nel 2013 il settore Refining & Marketing ha ampliato la perdita netta adjusted a €232 milioni (€179 milioni nello scorso esercizio). Tale performance riflette il crollo del margine di raffinazione a causa della debole domanda di prodotti raffinati e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto al marker Brent a causa della riduzione dell'offerta nell'area Mediterraneo. L'andamento negativo dello scenario è stato attenuato dalle misure di efficienza e di ottimizzazione. I risultati dell'attività Marketing sono stati penalizzati dalla contrazione dei consumi di carburanti e dall'inasprirsi della pressione competitiva.

Nel 2013 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 27,38 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,8% ri-

spetto al 2012. In Italia la flessione del 9,4% dei volumi processati riflette principalmente l'effetto della fermata programmata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery nonché presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi in relazione all'andamento dei margini di raffinazione. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,9% in particolare in Repubblica Ceca.

Le vendite rete in Italia di 6,64 milioni di tonnellate sono diminuite del 15,2% nel 2013, per effetto del quadro congiunturale recessivo caratterizzato inoltre da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2013 è del 27,5% in calo di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che beneficiava dell'iniziativa "riparti con eni".

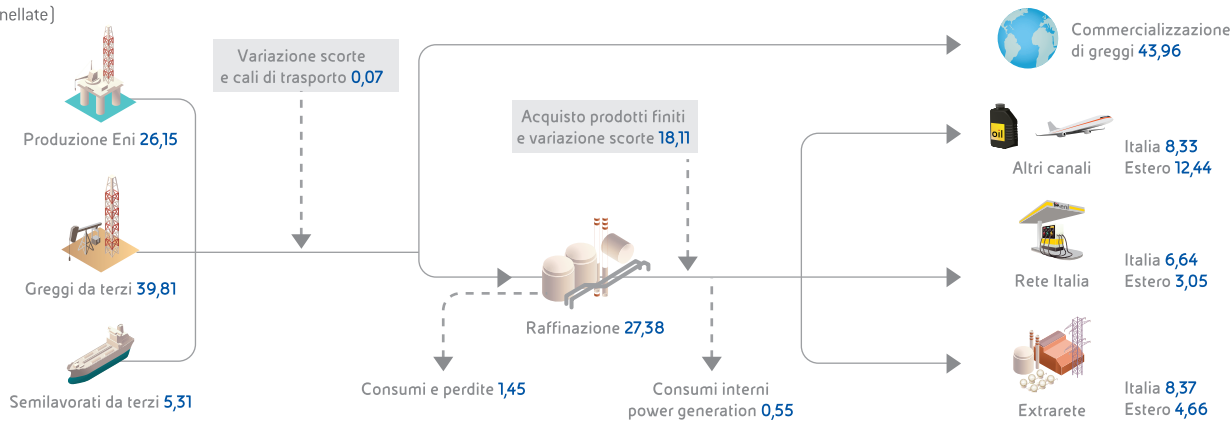
Le vendite rete nel Resto d'Europa, pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, quasi completamente compensati dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.

Gli investimenti tecnici di €619 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€444 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni).

Nel 2013 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €33 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 6 domande di brevetto.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2013

(milioni di tonnellate)



Attività

1. Raffinazione

Attraverso la Divisione Refining & Marketing, Eni è il primo operatore nel settore della raffinazione con 5 raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno, Venezia, Taranto e Gela) e della distribuzione di prodotti petroliferi in Italia. È presente in alcuni poli di raffinazione in Europa attraverso quote di partecipazione e nei mercati rete ed extrarete dei Paesi dell'Europa Centro-Orientale. Il sistema di raffinazione Eni ha una capacità bilanciata di circa 39,3 milioni di tonnellate (787 mila barili/giorno) e un indice di conversione del 62%.

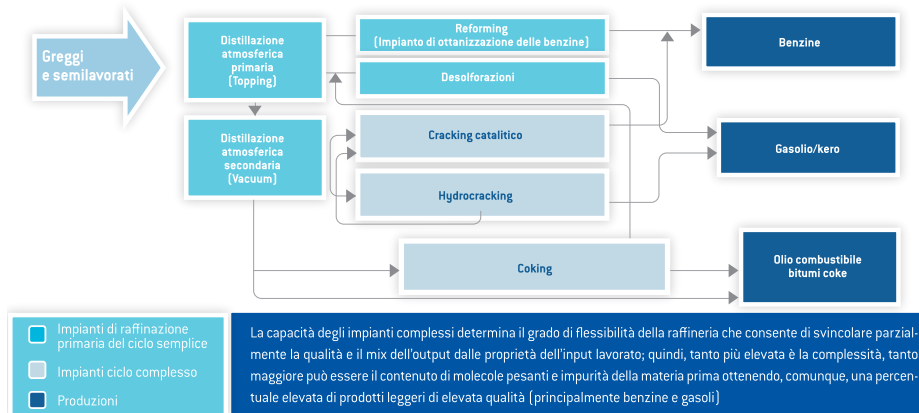
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2013 sono state di 27,38 milioni di tonnellate, di cui 22,56 milioni di tonnellate

in Italia e 4,82 all'estero. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 18,99 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,85 milioni di tonnellate (-8,9%) rispetto al 2012, determinando un tasso di utilizzo del 66%, in diminuzione di 6 punti percentuali rispetto al 2012 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 23,7% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2012 (22,8%).

Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da 5 raffinerie di proprietà e dalla quota di partecipazione del 50% nella Raffineria di Milazzo. Ciascuna delle Raffinerie Eni ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

Schema del ciclo di raffinazione



Il petrolio greggio è trasportato alle raffinerie tramite oleodotti e navi petroliere. Il processo di lavorazione del greggio volto alla separazione delle diverse componenti prevede l'introduzione della materia prima in un forno alla temperatura di circa 400 °C che cambia lo stato fisico da liquido in vapore. I vapori di petrolio sono iniettati nella colonna di frazionamento, o torre di raffinazione. Nella torre di raffinazione i gas, passando attraverso una serie di piatti forati, salgono verso l'alto, raffreddandosi. Alle diverse temperature si condensano, ritornando allo stato liquido. Ricadendo si depositano sui piatti, dando così luogo alla separazione delle diverse frazioni di idrocarburi (gasolio, kerosene, nafta, benzine, metano, etano, propano e butano, oli combustibili, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi).

Sistema di raffinazione 2013

	Quota di partecipazione (%)	Capacità di distillazione (al 100%) (mgl bbl/g)	Capacità di distillazione (quota Eni) (mgl bbl/g)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bbl/g)	Conversione equivalente (%)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC (mgl bbl/g)	Residue Conversion (mgl bbl/g)	Go-Finer/ Mild Hydro-cracking (mgl bbl/g)	Mild Hydro-cracking/ Hydro-cracking (mgl bbl/g)	Visbreaking/ Thermal Cracking (mgl bbl/g)	Coking (mgl bbl/g)	Tasso di utilizzo della capacità di distillazione (quota Eni) (%)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) (%)
Raffinerie di proprietà		685	685	574	68	69	35	37	66	89	46	61	66
Italia													
Sannazzaro	100	223	223	190	73	34	13		51	29		74	87
Gela	100	129	129	100	142	35		37			46	22	29
Taranto	100	120	120	120	72		22		15	38		65	65
Livorno	100	106	106	84	11							73	92
Porto Marghera	100	107	107	80	20					22		44	37
Raffinerie partecipate^(b)		874	245	213	47	167	25		99	27		79	84
Italia													
Milazzo	50	248	124	100	60	45	25		32			77	83
Germania													
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	215	43	41	36	49			43			92	92
Schwedt	8,33	231	19	19	42	49				27		95	94
Repubblica Ceca													
Kralupy e Litvinov (Ceská Rafinerska)	32,4	180	58	53	30	24			24			78	78
TOTALE RAFFINERIE		1.559	930	787	62	236	60	37	165	116	46	72	71

(a) Ad assetto attuale: Venezia conversione in "Green Refinery"; Gela in marcia con una sola linea produttiva.

(b) Le capacità degli impianti di conversione sono al 100%.

Sannazzaro: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 190 mila barili/giorno e un indice di conversione del 72,8% è una delle raffinerie più efficienti d'Europa. Situata nella Pianura Padana, rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Occidentale e della Svizzera e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. Dal punto di vista logistico, la raffineria si colloca lungo il tracciato dell'Oleodotto dell'Europa Centrale che collega il terminale di Genova con la Svizzera francese. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facility, in particolare tre unità di desolforazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) l'ultimo dei quali entrato in esercizio nel 2009, e l'unità di conversione termica visbreaking alla quale è associata un'unità di gassificazione del tar (residuo pesante da visbreaker) per la produzione di gas di sintesi destinato all'alimentazione della vicina centrale termoelettrica EniPower di Ferrera Erbognone.

Nell'ottobre 2013, è stato avviato il primo impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) della capacità di 23 mila barili/giorno per la produzione a partire da greggi pesanti e ad alto contenuto di zolfo, di distillati medi pregiati (in particolare gasolio) con azzeramento della resa in olio combustibile.

Inoltre, presso la raffineria è in corso il progetto Short Contact Time-Catalytic Partial Oxidation finalizzato alla produzione di idrogeno. È inoltre in via di sviluppo la tecnologia di conversione Slurry Dual-Catalyst (evoluzione della tecnologia EST) che, attraverso la combinazione di due distinti nano-catalizzatori, potrebbe consentire l'incremento della produttività della tecnologia EST, il miglioramento della qualità dei prodotti e una riduzione dei costi di investimento e dei costi operativi. Presso la Raffineria di Sannazzaro è in fase di completamento anche la progettazione di dettaglio del primo impianto industriale per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia proprietaria Hydrogen SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation). Tale tecnologia di reforming trasforma, a costi competitivi, idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

Taranto: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 120 mila barili/giorno e un indice di conversione del 72%, è in grado di lavorare un'ampia varietà di greggi e di semilavorati. Lavora la maggior parte del greggio prodotto da Eni nei giacimenti della Val d'Agri, trasportato a Taranto attraverso l'oleodotto Monte Alpi (nel 2013 ne sono state lavorate 2,87 milioni di tonnellate). La possibilità di effettuare lavorazioni complesse è garantita dalla presenza di un'unità di conversione di residui (RHU) – integrato con un Hydrocracking e da un'unità di conversione termica a due stadi (visbreaking/thermal cracking).

Gela: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 142% costituisce un polo integrato a monte con la produzione di greggi pesanti dei giacimenti siciliani e a valle con gli adiacenti impianti petrolchimici Eni. Situata sulla costa meridionale della Sicilia, produce prevalentemente combustibili per autotrazione e cariche petrolchimiche. La conversione della raffineria è costituita da un'unità di cracking catalitico integrata a monte con un Go-Finer, che ne migliora la qualità della carica, e da due unità di coking per la conversione di residuo pesante (atmosferico, da vuoto o da altre unità di conversione) in prodotti pregiati. La centrale termoelettrica della raffineria è dotata di moderni impianti di trattamento dei fumi (il cosiddetto "SNO_x") che consentono il rispetto dei più elevati standard ambientali grazie alla pressoché totale eliminazione dei composti di zolfo e di azoto provenienti dai processi di combustione del coke.

Nel 2013 è stato avviato il progetto di ristrutturazione per recuperare la sostenibilità economica della raffineria, massimizzando la produzione di diesel e interrompendo la produzione di benzine e polietilene rendendo al contempo più eco-compatibili i processi di lavorazione. In particolare, il riassetto prevede la chiusura delle linee benzine (FCC e ancillari) e polietilene e la conversione del Gofiner in Hydrocracking.

Livorno: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno e un indice di conversione dell'11% produce prevalentemente benzine, gasoli, olio combustibile per bunkeraggi e basi lubrificanti. Dispone, oltre che degli impianti di distillazione prima-

ria, di due linee di produzione di lubrificanti. Il collegamento con le strutture portuali di Livorno è garantito dalla presenza di autostrade, ferrovie e un oleodotto mentre i depositi di Firenze sono connessi attraverso due oleodotti consentendo così di ottimizzare le attività di ricezione, movimentazione e distribuzione dei prodotti.

Venezia (Porto Marghera): con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 80 mila barili/giorno e un indice di conversione del 20% rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Orientale e dell'Austria. A settembre 2013 è iniziata la conversione della Raffineria di Venezia in bio-raffineria, con l'obiettivo di completamento meccanico a fine anno e avvio in produzione ad aprile 2014. La conversione sfrutta la tecnologia proprietaria (Ecofining) per la produzione di biocarburanti innovativi, migliori in termini di sostenibilità ambientale (riduzione del particolato) ed efficienza motoristica, superando i limiti tecnici di miscibilità del bio diesel attualmente in commercio. La tecnologia Ecofining è flessibile in termini di materia prima, potendo lavorare anche feedstock di seconda generazione (oli vegetali esausti e grassi animali) non in competizione con la filiera alimentare.

Milazzo: partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 60%, è situata sulla costa settentrionale della Sicilia. Dispone, oltre che di due impianti di distillazione primaria, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDCK) e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

■ Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,3% nella Raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le Raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale. Eni partecipa con il 32,4% nella società Ceska Rafinerska che possiede e gestisce le due Raffinerie di Kralupy e Litvinov in Repubblica Ceca; la capacità di raffinazione bilanciata in quota Eni è di circa 53 mila barili/giorno.

Il sistema di raffinazione ^(a) Eni e i principali flussi di approvvigionamento



2. Logistica

Eni è uno dei principali operatori in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 18 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale e destinati alla commercializzazione e stoccaggio di prodotti finiti, GPL e greggi. La logistica Eni è organizzata sulla base di una struttura a "hub", con cinque aree principali che attraverso il monitoraggio e la centralizzazione dei flussi di movimentazione assicurano un maggior recupero di efficienza,

in particolare nelle attività di raccolta ed evasione ordini. Eni partecipa in 5 società costituite con i più importanti operatori petroliferi nazionali nelle aree di Vado Ligure Genova (Petrolog), Arquata Scrivia (Sigemi), Venezia (Petroven), Ravenna (Petra) e Trieste (DCT), con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra attraverso una rete di oleodotti della quale 1.462 chilometri di proprietà. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi.

3. Marketing

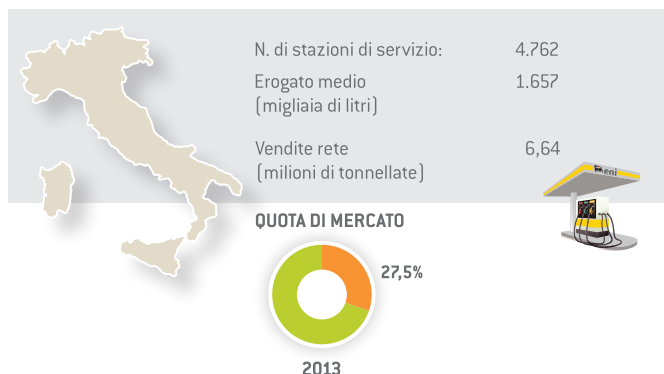
■ Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 27,5%, in diminuzione di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che aveva beneficiato dell'iniziativa estiva "riparti con eni".

Nel 2013, le vendite sulla rete in Italia (6,64 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2012 (circa 1,19 milioni di tonnellate, -15,2%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci nonché per la maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.657 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 318 mila litri rispetto al 2012.

Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.762 stazioni di servizio con un decremento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (4.780 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure/abbandoni di impianti a basso erogato (51 unità), del mancato rinnovo di una concessione autostradale, parzialmente compensato dal saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratto di convenzionamento (34 unità).

Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2013



Carburanti premium

Nel 2013 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali e dell'elevato livello dei prezzi, registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 231 mila tonnellate (circa 278 milioni di litri) in diminuzione di 61 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 5,3% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state 3.909 (4.123 a fine 2012) pari a circa l'82% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 30 mila tonnellate (circa 41 milioni di litri), in diminuzione di 4 mila tonnellate rispetto al 2012; l'incidenza (pari all'1,6%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete, si mantiene sostanzialmente in linea rispetto allo scorso esercizio. Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.171 (2.505 a fine 2012), pari a circa il 46% del totale. Nel corso del 2013 sono stati consolidati i risultati raggiunti nell'ambito dello sviluppo di innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean".

Iniziative promozionali

Nell'ambito delle iniziative volte a favorire i consumi in un contesto economico sfavorevole e a creare una sempre più solida customer relationship, Eni ha avviato le seguenti iniziative:

Comarketing

A partire dai primi mesi del 2013 Eni ha siglato una serie di accordi con partner del settore della grande distribuzione, telecomunicazioni e abbigliamento per offrire un vantaggio economico immediato ai clienti iscritti al proprio programma fedeltà. L'obiettivo della partnership è dare più valore agli acquisti delle famiglie italiane sui beni di largo consumo e contestualmente aumentare i contatti, incentivando allo stesso tempo l'erogato medio.

Per tali attività nel 2013 sono stati emessi 4 milioni di codici sconto di cui 1,6 milioni redenti per un totale di oltre 40 milioni di litri venduti.

Carte fedeltà e di pagamento

Le carte fedeltà e di pagamento integrano la funzione di raccolta punti a seguito dell'acquisto di carburanti e prodotti presso le stazioni di servizio o partner commerciali di Eni e quella di carta ricaricabile o di carta di credito. Le carte fedeltà e di pagamento integrano la funzione di raccolta punti a seguito dell'acquisto di carburanti e prodotti presso le stazioni di servizio o partner commerciali di Eni e quella di carta ricaricabile o di carta di credito. Attraverso queste nuove carte, che affiancano quelle emesse in precedenza nell'ambito del programma you&eni, i consumatori hanno la possibilità di accelerare la raccolta punti sia presso le eni station che presso i circa 30 milioni di esercizi convenzionati CartaSi e Mastercard.

L'offerta si articola in 4 tipologie di carte:

- prepagata base con una disponibilità massima contemporanea sulla carta di €1.000 e un plafond annuo di spesa pari a €2.500;
- prepagata contrattualizzata con una disponibilità massima contemporanea di €12.500;
- carta di credito;
- prepagata young dedicata ai clienti con età compresa tra i 14 e 23 anni con una disponibilità massima contemporanea sulla carta di €1.000 e un plafond annuo di spesa pari a €2.500.

Al 31 gennaio 2014 sono state richieste circa 1.100.000 carte della nuova linea (95% nel formato prepagata base), di cui 150.000 attivate al pagamento attraverso una prima ricarica.

Al 31 dicembre 2013, nell'ambito del programma, le carte che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono circa 2,8 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 1,3 milioni. Nel 2013 il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 37% dell'erogato complessivo della rete.

A sostegno dell'emissione di nuove carte e all'attivazione della funzione di pagamento nel 2013 Eni ha lanciato 2 importanti iniziative:

- la promo "2€ ogni 20 litri", valida fino al 31 ottobre 2013, grazie alla quale i soci you&eni e young&eni, pagando con la propria you&eni, ricevevano 2€ di carburante omaggio in punti ogni 20 litri di rifornimento, fino a un massimo di 10€ per 100 litri;
- la "Promo coi fiocchi" che consentiva ai soci che acquistavano con le carte you&eni (prepagate e carte di credito) e young&eni di usufruire di un buono omaggio per l'acquisto di carburante al raggiungimento di determinate soglie di prodotto erogato.

Multicard Routex

Multicard Routex è una piattaforma di offerta basata su una Fuel Card dedicata ai clienti business (professionisti del trasporto e gestori di flotte di auto). L'offerta commerciale include la fornitura continuativa di carbu-

rante senza contanti, la fatturazione periodica degli acquisti effettuati, il pagamento dilazionato, sconti rispetto al prezzo alla pompa, report su consumi e percorrenze, possibilità di acquisto di servizi legati al viaggio. L'iniziativa punta a concretizzare un rapporto di partnership con i clienti che possono impiegare multiscard non solo in Italia sui punti vendita Eni/Agip ma anche, nella versione internazionale, in tutta Europa sull'intera rete Eni e presso le stazioni degli altri operatori del circuito Routex (Aral, BP, OMV e Statoil).

Buoni Elettronici

Da settembre 2013 è cominciata la vendita dei buoni carburanti elettronici ricaricabili destinati soprattutto alla clientela business.

Non-oil

Prosegue l'impegno di Eni per arricchire l'offerta di prodotti e servizi non-oil sulle stazioni della rete Italia attraverso lo sviluppo delle attività in franchising:

- "enicafè&shop", format presente su 659 locali a seguito di conversione e riqualificazione dei bar presenti sui punti vendita Eni presso i quali vengono offerti servizi di ristorazione, prodotti food e non-food nonché servizi aggiuntivi (wifi);
- "eni wash", format presente su 280 punti vendita prevede lavaggi di ultima generazione con spazzole antigraffio. L'offerta eniwash si compone di tre diverse tipologie di lavaggio in self con prezzo unico a livello Italia. La stazione di pagamento, novità per il mercato Italia, accetta monete, banconote, bancomat e carte di credito;
- "enishop24", format presente su circa 620 punti vendita. Il distributore automatico si compone di 2 o 3 vending machines per l'erogazione di prodotti food, bevande e prodotti personal care.

Nel 2013, i proventi non-oil sulla rete, comprensivi dei margini sui lubrificanti, sono stati pari a €36,9 milioni.

Smart Mobility

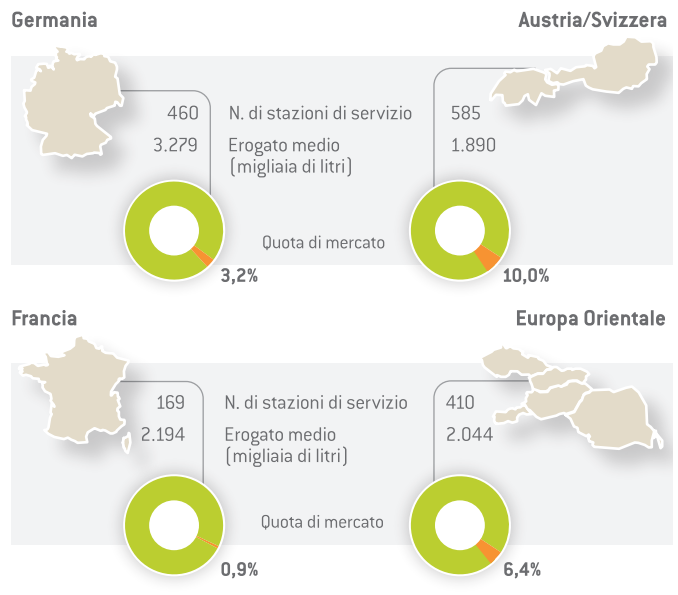
Nell'ambito dello sviluppo di prodotti e servizi per la mobilità sostenibile, Eni ha lanciato a Milano, a fine dicembre 2013, il servizio di car sharing free floating "Enjoy", un'iniziativa realizzata in partnership commerciale con importanti player nazionali (Fiat, Trenitalia e Cartasi). Tale servizio permette il prelievo e il rilascio del mezzo in qualsiasi punto dell'area di copertura del servizio e apre di fatto una nuova alternativa economica, sostenibile e efficiente al possesso dell'auto. La fruizione del car sharing è semplice e completamente on line, le tariffe sono "all inclusive" e concorrenziali rispetto ai competitor. Nell'ambito della strategia di sviluppo del business Enjoy è prevista l'estensione del servizio ad altri importanti centri urbani nazionali ed esteri nonché lo sviluppo di altri prodotti e servizi innovativi legati alla mobilità.

Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,05 milioni di tonnellate sono in lieve crescita rispetto al 2012 (+0,3%; +10 mila tonnellate) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, compensati quasi completamente dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria. Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.624 stazioni di servizio con un aumento di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (1.604 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 25 impianti a basso erogato, principalmente in Francia; (ii) il saldo positivo di 26 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Germania e Austria; (iii) l'acquisto di 18 impianti principalmente in Francia e Germania; (iv) l'apertura di un nuovo punto vendita. L'erogato medio (2.322 mila litri) è sostanzialmen-

te in linea rispetto al 2012 (2.319 mila litri). Lo sviluppo all'estero continuerà a essere selettivo puntando alla crescita della quota di mercato principalmente in Germania, Austria e nei Paesi dell'Europa Orientale (in particolare in Repubblica Ceca), facendo leva sui vantaggi competitivi derivanti dalle sinergie nel supply e dalla logistica.

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2013



4. Business extrarete

Carburanti e combustibili

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: gasoli per autotrazione, riscaldamento, agricolo e marina, benzine e oli combustibili. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Eni mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/ concessionari. Le vendite extrarete in Italia di 8,37 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 253 mila tonnellate, pari al 2,9% per effetto delle minori vendite di bunkeraggi e bitumi a causa del calo della domanda, quasi integralmente compensate dai maggiori volumi commercializzati di oli combustibili e prodotti minori. La quota di mercato extrarete media nel 2013 è del 28,8% (29,5% nel 2012). Le vendite al settore Chimica (1,32 milioni di tonnellate) hanno registrato un leggero aumento rispetto al 2012 (+62 mila tonnellate) riferibile alle maggiori forniture di feedstock. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 4,23 milioni di tonnellate, sono cresciute del 6,8% rispetto al 2012, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Slovenia e Francia. In calo le vendite in Austria. Le altre vendite (19,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,75 milioni di tonnellate, pari al 16,2% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere. In particolare nel settore bunkeraggi, in cui Eni commercializza combustibile marino principalmente in 106 porti, di cui 72 in Italia; nel 2013, le vendite sono state di 1,33 milioni di tonnellate (di cui 1,23 milioni in Italia).

GPL

In Italia, Eni è leader nella produzione, distribuzione e commercializzazione di GPL con 619 mila tonnellate di vendite sui mercati autotrazione e combustione (rete ed extrarete), corrispondenti a una quota di mercato del 20,8%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare alle società petrolifere e ai trader, sono state di circa 257 mila tonnellate. L'attività del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione Eni, dalla disponibilità di 5 stabilimenti di imbottigliamento e 3 depositi secondari di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Nel 2013, all'estero le vendite di GPL sono state di 510 mila tonnellate di cui 398 mila tonnellate commercializzate in Ecuador con una quota di mercato pari a circa il 37,8%.

Lubrificanti

Eni dispone di 6 impianti, alcuni dei quali in compartecipazione, per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Europa, Nord e Sud America, ed Estremo Oriente. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Eni vanta un know-how tra i più elevati in campo internazionale nella formulazione di prodotti destinati sia all'autotrazione (oli motore, fluidi speciali e oli trasmissione) sia all'industria (sistemi idraulici, ingranaggi industriali, lavorazioni dei metalli). In Italia, Eni è leader nella produzione e nella commercializzazione di basi lubrificanti. La produzione di oli base è realizzata presso la Raffineria di Livorno. Eni possiede anche uno stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti presso Robassomero (TO). Nel 2013, le vendite di lubrificanti rete ed extrarete in Italia sono state di 94 mila tonnellate, con una quota di mercato del 23,6%. Sono state vendute circa 3 mila tonnellate di altri

prodotti speciali (oli bianchi, oli trasformatori e liquidi antigelo). All'estero le vendite di lubrificanti sono state di circa 170 mila tonnellate localizzate per il 40% in Europa (soprattutto Spagna, Germania e Austria).

Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1 milione di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa 2,7% della domanda mondiale) e metanolo (circa 0,6% della domanda mondiale). La disponibilità di prodotto è assicurata per il 72% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), Venezuela (in joint venture con Pequiven) e in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) e per il 28% da acquisti. Eni svolge attività di approvvigionamento del mercato italiano di bio-ETBE (acronimo per bio-eter-ter-butil-etero) in ottemperanza alle nuove disposizioni di legge sul contenuto minimo di biocarburanti.

Un bio-ETBE come il MTBE è un additivo dell'ottano che ha acquistato una posizione molto rilevante nella formulazione delle benzine dell'Unione Europea perché, essendo prodotto a partire da etanolo di origine agricola, ha ottenuto dalle direttive europee sui bio-fuel la qualifica di bio-componente. Dal 1° gennaio 2012, la regolamentazione italiana dei biocarburanti ha portato dal 4 al 4,5% la componente di bio-ETBE e FAME nei biocarburanti. Nel 2012, attraverso la miscelazione di bio-ETBE e biodiesel (di prima e seconda generazione) nei combustibili di origine fossile Eni ha mantenuto al 109,6% il rispetto degli obblighi di legge. Eni prevede di adempiere a tale obbligo attraverso l'utilizzo di bio-ETBE, FAME, green diesel prodotto presso la Raffineria di Porto Marghera e la miscela diretta di etanolo nelle benzine, in particolare presso alcuni impianti della Raffineria di Sannazzaro.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
Greggi equity						
Produzione Eni estero		29,84	26,90	24,29	23,57	22,46
Produzione Eni nazionale		2,91	3,24	3,35	3,35	3,69
		32,75	30,14	27,64	26,92	26,15
Altri greggi						
Acquisti spot		14,94	20,95	20,44	24,95	25,27
Contratti a termine		19,71	17,16	10,94	10,34	14,54
		34,65	38,11	31,38	35,29	39,81
Totale acquisti di greggi						
		67,40	68,25	59,02	62,21	65,96
Acquisti di semilavorati		2,92	3,05	4,26	4,53	5,31
Acquisti di prodotti		13,98	15,28	15,85	20,52	17,79
TOTALE ACQUISTI						
		84,30	86,58	79,13	87,26	89,06
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,96)	(0,92)	(0,89)	(0,75)	(0,55)
Altre variazioni ^(a)		(1,64)	(2,69)	(1,12)	(1,63)	(1,06)
		81,70	82,97	77,12	84,88	87,45

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Capacità di raffinazione		2009	2010	2011	2012	2013
Capacità di distillazione primaria ^(a)	(migliaia di barili/g)	930	930	930	930	930
Capacità bilanciata a fine periodo ^(a)		747	757	767	767	787
Lavorazioni delle raffinerie		480	514	455	417	380
Grado di utilizzo della capacità di distillazione	(%)	73	73	72	72	66

(a) In quota Eni.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		24,02	25,70	22,75	20,84	18,99
Lavorazioni in conto terzi		(0,49)	(0,50)	(0,49)	(0,47)	(0,57)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		5,87	4,36	4,74	4,52	4,14
Lavorazioni in conto proprio		29,40	29,56	27,00	24,89	22,56
Consumi e perdite		(1,60)	(1,69)	(1,55)	(1,34)	(1,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		27,80	27,87	25,45	23,55	21,33
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,73	4,24	3,22	3,35	4,42
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(3,89)	(4,18)	(1,77)	(2,36)	(1,85)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,96)	(0,92)	(0,89)	(0,75)	(0,55)
Prodotti venduti		26,68	27,01	26,01	23,79	23,35
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,15	5,24	4,96	5,12	4,82
Consumi e perdite		(0,25)	(0,24)	(0,23)	(0,23)	(0,22)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,90	5,00	4,73	4,89	4,60
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		10,12	10,61	12,51	17,29	13,69
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		3,89	4,18	1,77	2,36	1,85
Prodotti venduti		18,91	19,79	19,01	24,54	20,14
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		34,55	34,80	31,96	30,01	27,38
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,11	5,02	6,54	6,39	5,93
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		45,59	46,80	45,02	48,33	43,49
Vendite di greggi		36,11	36,17	32,10	36,56	43,96
TOTALE VENDITE		81,70	82,97	77,12	84,89	87,45

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
Rete		9,03	8,63	8,36	7,83	6,64
Extrarrete		9,56	9,45	9,36	8,62	8,37
		18,59	18,08	17,72	16,45	15,01
Petrolchimica		1,33	1,72	1,71	1,26	1,32
Altre vendite		6,76	7,21	6,58	6,08	7,01
Vendite in Italia		26,68	27,01	26,01	23,79	23,34
Rete Resto d'Europa		2,99	3,10	3,01	3,04	3,05
Extrarrete Resto d'Europa		3,66	3,88	3,84	3,96	4,23
Extrarrete mercati extra europei		0,41	0,42	0,43	0,42	0,43
Rete ed extrarrete estero		7,06	7,40	7,28	7,42	7,71
Altre vendite		11,85	12,39	11,73	17,12	12,44
Vendite all'estero		18,91	19,79	19,01	24,54	20,15
TOTALE VENDITE		45,59	46,80	45,02	48,33	43,49

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		18,59	18,08	17,72	16,45	15,01
Vendite rete		9,03	8,63	8,36	7,83	6,64
Benzina		3,05	2,76	2,60	2,41	1,96
Gasolio		5,74	5,58	5,45	5,08	4,33
GPL		0,22	0,26	0,29	0,31	0,32
Altri prodotti		0,02	0,03	0,02	0,03	0,03
Vendite extrarete		9,56	9,45	9,36	8,62	8,37
Gasolio		4,30	4,36	4,18	4,07	4,09
Oli combustibili		0,72	0,44	0,46	0,33	0,24
GPL		0,35	0,33	0,31	0,30	0,30
Benzina		0,12	0,16	0,19	0,20	0,25
Lubrificanti		0,09	0,10	0,10	0,09	0,09
Bunker		1,38	1,35	1,26	1,19	1,00
Jet fuel		1,43	1,46	1,65	1,56	1,58
Altri prodotti		1,17	1,25	1,21	0,88	0,82
Estero (rete + extrarete)		7,06	7,40	7,28	7,42	7,71
Benzina		1,89	1,85	1,79	1,81	1,73
Gasolio		3,54	3,95	3,82	3,96	4,23
Jet fuel		0,35	0,40	0,49	0,44	0,51
Oli combustibili		0,28	0,25	0,23	0,19	0,22
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10	0,09	0,10
GPL		0,50	0,49	0,50	0,52	0,51
Altri prodotti		0,40	0,36	0,35	0,41	0,41
TOTALE		25,65	25,48	25,00	23,87	22,72

Stazioni di servizio	(numero)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		4.474	4.542	4.701	4.780	4.762
impianti ordinari		4.344	4.415	4.574	4.653	4.636
impianti autostradali		130	127	127	127	126
Estero		1.512	1.625	1.586	1.604	1.624
Germania		478	455	454	445	460
Francia		196	188	181	173	169
Austria/Svizzera		446	582	547	575	585
Europa Orientale		392	400	404	411	410
Impianti che commercializzano prodotti Blu		4.822	4.994	5.179	5.226	5.021
"Impianti Multi-Energy"		4	5	5	6	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		690	657	864	1.031	1.024
Vendite non-oil	(€ milioni)	147	137	156	159	151

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		2.482	2.322	2.173	1.976	1.657
Germania		3.167	3.360	3.237	3.226	3.279
Francia		2.193	2.310	2.209	2.121	2.194
Austria/Svizzera		1.691	1.711	1.645	1.879	1.890
Europa Orientale		2.642	2.508	2.591	2.145	2.044
Erogato medio complessivo		2.477	2.352	2.206	2.064	1.828

Quote di mercato in Italia	(%)	2009	2010	2011	2012	2013
Rete		31,5	30,4	30,5	31,2	27,5
Benzina		29,0	27,9	27,8	28,8	24,8
Gasolio		33,8	32,5	32,6	33,2	29,6
GPL (per autotrazione)		20,2	21,4	22,7	23,1	20,8
Lubrificanti		21,5	35,7	27,7	35,4	30,4
Extrarete		27,5	29,2	28,6	29,5	28,8
Gasolio		32,0	33,5	30,8	33,0	32,7
Oli combustibili		17,2	17,8	25,5	23,3	17,5
Bunker		40,1	40,4	33,6	37,6	39,4
Lubrificanti		23,3	24,0	23,6	24,1	23,5
Quota rete + extrarete Italia		29,3	29,8	29,3	30,3	28,3

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2009	2010	2011	2012	2013
Centro Europa						
Austria		7,3	7,0	9,6	11,7	11,9
Svizzera		6,4	6,5	6,6	7,1	7,3
Germania		3,4	3,4	3,1	3,2	3,2
Francia		1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
Europa Orientale						
Ungheria		11,6	11,9	11,9	11,9	11,7
Repubblica Ceca		11,3	11,8	11,6	10,8	9,8
Slovacchia		9,2	9,7	9,8	9,7	9,7
Slovenia		2,4	2,3	2,2	2,2	2,3
Romania		1,2	1,5	1,7	1,8	1,9

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		581	633	803	781	551
Estero		54	78	63	61	68
		635	711	866	842	619
Raffinazione, supply e logistica		436	446	638	622	444
Italia		436	444	635	618	444
Estero			2	3	4	
Marketing		172	246	228	220	175
Italia		118	170	168	163	107
Estero		54	76	60	57	68
Altre attività		27	19			
		635	711	866	842	619

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,34	1,54	1,47	0,76	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		8,12	5,94	4,60	1,67	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	4.203	6.141	6.491	6.418	5.859
Intermedi		1.832	2.833	2.987	3.050	2.709
Polimeri		2.185	3.126	3.299	3.188	2.933
Altri ricavi		186	182	205	180	217
Utile operativo		(675)	(86)	(424)	(681)	(725)
Utile operativo adjusted		(426)	(96)	(273)	(483)	(386)
Utile netto adjusted		(340)	(73)	(206)	(395)	(338)
Investimenti tecnici		145	251	216	172	314
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.521	7.220	6.245	6.090	5.817
Vendite di prodotti petrolchimici		4.265	4.731	4.040	3.953	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,4	72,9	65,3	66,7	65,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.068	5.972	5.804	5.668	5.708
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,63	4,69	4,12	3,69	3,66
Emissioni NMVOC	(migliaia di tonnellate)	3,83	4,71	4,18	4,40	3,93
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	4,59	3,30	3,17	2,19	1,53
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	4,78	4,87	4,14	3,43	3,29
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,6	82,7	81,9	81,6	86,2

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Nel corso del 2013 l'indice di frequenza infortuni dei contrattisti ha proseguito il trend di miglioramento, segnando una riduzione dell'81,9% rispetto al 2012. Invariato rispetto al 2012 l'indice di frequenza relativo ai dipendenti.

Nel 2013 le emissioni di gas serra e le altre emissioni in atmosfera evidenziano un miglioramento rispetto al 2012 a seguito dell'interruzione della produzione presso il sito di Porto Torres in fase di conversione. Ulteriori riduzioni sono state registrate in particolare presso Mantova per gli NO_x e i NMVOC e presso Dunkerque per gli SO_x e i NMVOC. In miglioramento il tasso di riutilizzo dell'acqua dolce che sale all'86,2%.

Nel 2013, nell'ambito della Product Stewardship, è stata realizzata una specifica piattaforma informatica, Athos (Advanced tool for the handling of substances), che raccoglie tutte le informazioni prope-deutiche a una gestione sicura, per i lavoratori e per l'ambiente, dei prodotti chimici sintetizzati e utilizzati negli stabilimenti di Versalis.

Nel 2013 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €338 milioni con un miglioramento di €57 milioni rispetto al 2012, dovuto alla circostanza che i margini sul cracker registrarono un crollo nella prima metà del 2012.

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.785 mila tonnellate sono diminuite di 168 mila tonnellate rispetto al 2012 (-4,2%) a causa del calo dei consumi.

Le produzioni di 5.817 mila tonnellate sono diminuite di 273 mila tonnellate (-4,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i segmenti. In particolare, le riduzioni più significative riguardano gli elastomeri e il polietilene.

Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €39 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 10 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con E&P.

Espansione nei mercati internazionali

Nell'ambito della strategia di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, Versalis ha definito partnership strategiche con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme:

- con Genomatica, per la costituzione di una joint venture tecnologica per la produzione di butadiene da biomassa proveniente da colture non-food. La joint venture sarà proprietaria della tecnologia oggetto dell'accordo in esclusiva per Europa, Asia e Africa. Versalis investirà oltre \$20 milioni per lo sviluppo della tecnolo-

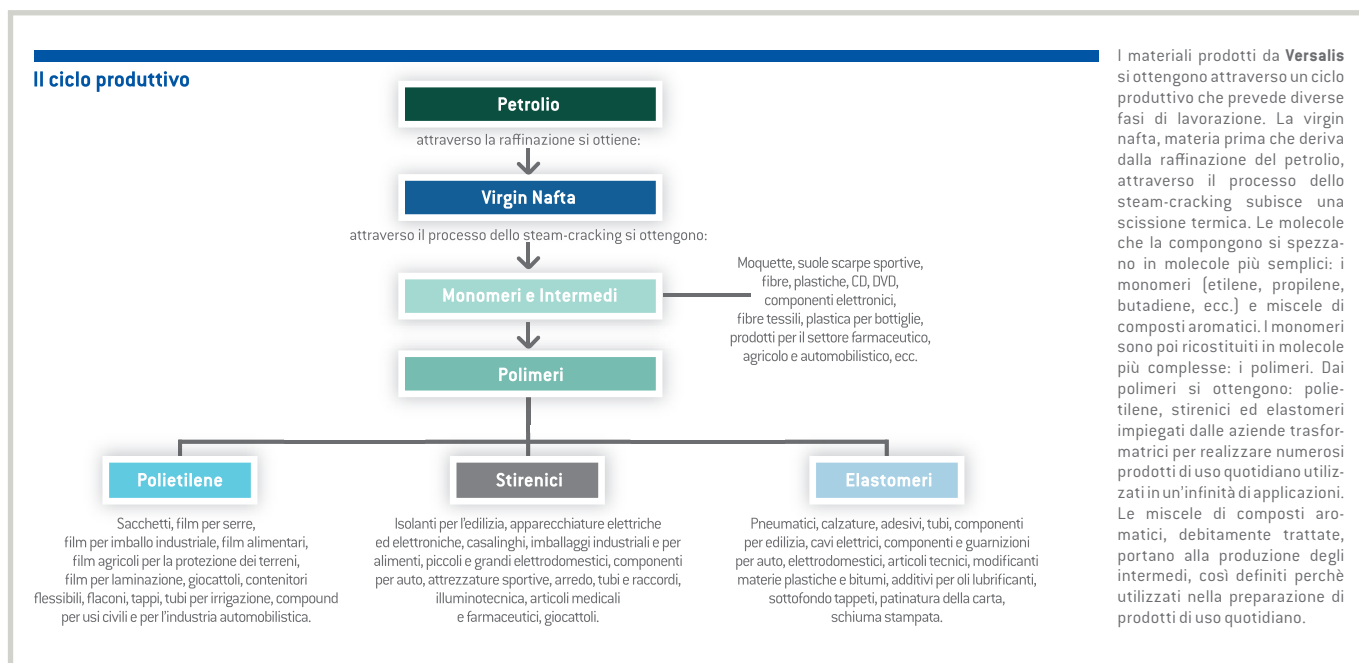
- gia di processo e intende avvalersi per prima del diritto di utilizzo della licenza e costruire i relativi impianti commerciali;
- con Pirelli, con la firma di un Memorandum of Understanding per l'avvio di un progetto di ricerca relativo all'utilizzo della gomma naturale da guayule nella produzione di pneumatici;
 - con Yulex Corporation, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, per l'avvio di un progetto per la produzione di biogomma e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nel Sud Europa. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva. Versalis realizzerà materiali per diverse applicazioni con l'obiettivo finale di ottimizzare il processo produttivo per l'industria dei pneumatici;
 - con la società sudcoreana Lotte Chemical attraverso la costituzione di una joint venture paritaria e con la compagnia malese Petronas tramite la definizione di uno shareholder agreement. Gli accordi riguardano lo sviluppo di attività produttive congiunte nei business degli stirenici e degli elastomeri nell'ambito del processo di espansione nei mercati in crescita del sud-est asiatico;
 - con Neville Venture ha siglato un accordo di partnership strategica per la produzione di resine idrocarburiche da realizzarsi presso lo stabilimento di Priolo e ha finalizzato un accordo di licenza relativo alla produzione di resine destinate a settori applicativi specialistici come quelli degli adesivi, degli inchiostri, delle vernici e delle gomme;
 - con Elevance Renewable Sciences Inc, società chimica americana specializzata nei prodotti ad alto valore aggiunto ottenuti da

oli vegetali, attraverso un Protocollo d'Intesa (MoU) per l'avvio di una partnership strategica finalizzata allo sviluppo e all'industrializzazione di una nuova tecnologia per produzioni da oli vegetali, per sviluppare e industrializzare nuovi catalizzatori. Le future produzioni saranno destinate a settori applicativi ad alto valore aggiunto quali cura della persona, detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.

Sviluppo Chimica Verde

Nell'ambito della Chimica Verde sono proseguite le attività per la riqualificazione del Polo di Porto Torres, volto a sostituire le attività tradizionali del sito con attività che rappresentano elevate prospettive di sviluppo futuro, realizzando produzioni a elevata biodegradabilità e/o realizzati con materie prime ottenute da fonti rinnovabili. Nel corso del 2013 Versalis ha completato gli interventi di ristrutturazione e di riassetto delle reti di distribuzione e degli stocaggi destinate agli impianti Matrica.

Nel febbraio 2014 Versalis ha raggiunto un'importante intesa sull'avvio del progetto di trasformazione e rilancio del Sito di Porto Marghera con l'obiettivo di ridisegnarne l'assetto produttivo e recuperare competitività. Il programma prevede investimenti per circa €200 milioni che verranno indirizzati sia all'ottimizzazione dell'impianto di cracking e riassetto utilities, con significativi saving energetici, sia alla nuova iniziativa di Chimica Verde.



Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 18 Paesi.

Il portafoglio dei brevetti e delle tecnologie proprietarie di Versalis si estende su tutto il campo dei prodotti base e dei polimeri: fenolo e derivati, polietilene, stirenici ed elastomeri, nonché catalizzatori e prodotti chimici speciali.

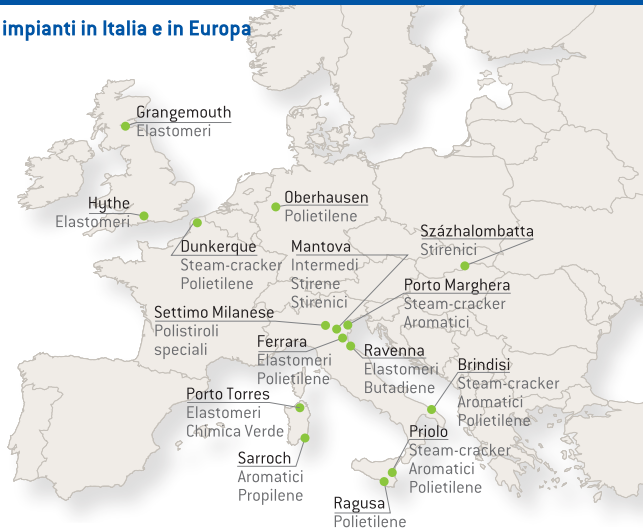
Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti

stirenici, continua a sviluppare le sue tecnologie proprietarie con l'esperienza diretta, maturata nei propri centri di ricerca e di sviluppo e presso gli impianti produttivi. Questo tipo di approccio ha permesso di ottimizzare la progettazione delle singole apparecchiature e degli impianti, delle prestazioni di questi, dei catalizzatori proprietari e dei prodotti, conseguendo risultati di eccellenza in tutte le tecnologie delle aree di business della società per poter competere nel mercato. Rivestono un ruolo chiave i catalizzatori proprietari più innovativi, in particolare quelli a base di zeoliti, disponibili a livello mondiale, sviluppati da Versalis come "elementi fondamentali" di alcune delle sue più avanzate tecnologie licenziabili.

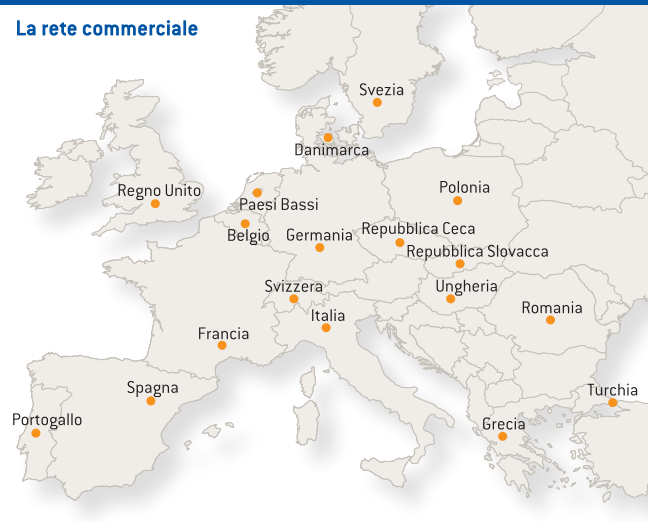
Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità dei business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di

benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

Gli impianti in Italia e in Europa



La rete commerciale



Le attività del settore Chimica sono concentrate principalmente in Italia (Brindisi, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo, Ragusa, Ravenna, Sarroch, Settimo Milanese) e, nell'Europa Occidentale, in Francia (Dunkerque), in Germania (Oberhausen), in Gran Bretagna (Grangemouth, Hythe) e in Ungheria (Százhalombatta).

Aree di business

Intermedi

La petrolchimica di base è uno degli assi portanti del business di Versalis in quanto origina prodotti destinati a rilevanti impieghi industriali quali il polietilene, polipropilene, PVC e polistirolo. Inoltre, vengono utilizzati nella produzione di altri intermedi petrolchimici che confluiscono, a loro volta, in produzioni diverse: plastiche, gomme, fibre, solventi e lubrificanti.

I ricavi degli intermedi (€2.709 milioni) sono diminuiti di €341 milioni rispetto al 2012 (-11,2%), a causa essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-4,2%) e dei prezzi medi unitari (-1,9%) con trend differenziati nei vari business: nelle olefine sono diminuiti i volumi venduti di etilene (-4%) per effetto della fermata programmata a Priolo e dei minori consumi, con prezzi di poco inferiori allo scorso anno, mentre in forte calo i volumi di butadiene (-38%) per la sofferenza del mercato degli elastomeri e della crisi dei consumi che ha ridotto i prezzi medi del 23%. Nel business aromatici alla riduzione delle quantità vendute di benzene (-7,4%) si contrappone l'incremento dei volumi di xileni (+7,5%), con prezzi medi complessivamente stabili. In calo i ricavi dei derivati che, a fronte di un aumento dell'1,4% dei prezzi medi, registrano minori volumi venduti di fenolo/derivati (-3,6%) per minore disponibilità di prodotto a seguito della fermata programmata nel Sito di Mantova.

Le produzioni di intermedi (3.462 mila tonnellate) sono in diminuzione rispetto allo scorso anno (-133 mila tonnellate; -3,7%). In riduzione volumi prodotti di olefine (-5,7%) e derivati (-2,4%) a seguito del minor utilizzo degli impianti cracking a Priolo, le minori produzioni di butadiene (-10,3%), a causa della fermata programmata di Brindisi e

di Ravenna. Tali riduzioni sono state compensate dai maggiori volumi prodotti di aromatici (+3% rispetto allo scorso anno) grazie all'incremento delle produzioni di xileni.

Polimeri

Nel business dei polimeri Versalis è attiva nella produzione di:

- polietilene, che costituisce circa il 40% della produzione mondiale del volume totale di materie plastiche. Nello specifico il polietilene è un materiale plastico di base usato dalle industrie trasformatrici per realizzare un'ampia gamma di prodotti;
- stirenici, materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso diverse tecnologie di trasformazione. Le principali applicazioni riguardano imballaggi industriali e per alimenti, piccoli e grandi elettrodomestici, isolanti per edilizia, apparecchiature elettriche ed elettroniche, casalinghi, componenti per auto, giocattoli;
- elastomeri, polimeri che possiedono elasticità, ossia la capacità di riprendere la propria forma originaria dopo aver subito deformazioni anche di grande entità. La posizione di assoluto rilievo di Versalis in questo settore è sostenuta da un'ampia gamma di prodotti che trovano il loro impiego nei seguenti settori: pneumatici, calzature, adesivi, componenti per edilizia, tubi, cavi elettrici, componenti e guarnizioni per auto, elettrodomestici; modificanti materie plastiche e bitumi, additivi per oli lubrificanti (elastomeri solidi); sottofondo tappeti, patinatura della carta, schiuma stampata (lattici sintetici). Versalis è uno dei maggiori produttori di elastomeri e lattici sintetici a livello mondiale.

I ricavi dei polimeri (€2.933 milioni) sono diminuiti di €255 milioni rispetto al 2012 (-8%), per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-19%) e dei volumi venduti nel business degli elastome-

ri (-9,7%) per effetto del rilevante calo della domanda nei mercati di sbocco tyre and automotive. Tale performance negativa è stata solo parzialmente compensata dall'aumento dei prezzi medi degli stirenici (+7,5%) e del polietilene (+1%) in particolare nell'ultima parte

dell'anno. Le produzioni dei polimeri (2.356 mila tonnellate) sono diminuite di 140 mila tonnellate rispetto al 2012 (-5,6%), in particolare presso l'impianto di Ravenna e gli Stabilimenti inglesi (Hythe e Grangemouth), per dinamiche di mercato.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
Intermedi		4.350	4.860	4.101	3.595	3.462
Polimeri		2.171	2.360	2.144	2.495	2.355
Produzioni		6.521	7.220	6.245	6.090	5.817
Consumi e perdite		(2.701)	(2.912)	(2.631)	(2.545)	(2.394)
Acquisti e variazioni rimanenze		445	423	426	408	362
		4.265	4.731	4.040	3.953	3.785

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		2.215	3.131	3.364	3.172	2.758
Resto d'Europa		1.701	2.632	2.747	2.826	2.704
Asia		169	139	182	271	238
Africa		76	127	101	84	126
Americhe		39	108	93	61	28
Altre aree		3	4	4	4	5
		4.203	6.141	6.491	6.418	5.859

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Olefine		1.059	1.705	1.754	1.792	1.487
Aromatici		486	704	835	819	791
Intermedi		251	375	359	440	431
Elastomeri		579	834	1.062	979	716
Stirenici		501	744	780	774	800
Polietilene		1.140	1.597	1.496	1.434	1.417
Altro		187	182	205	180	217
		4.203	6.141	6.491	6.418	5.859

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
		145	251	216	172	314
di cui:						
- manutenzione		28	59	59	25	66
- efficienza impiantistica		58	116	53	53	170
- HSE		28	29	46	38	52
- recupero energetico			45	42	41	8

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,45	0,44	0,54	0,46
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,33	0,21	0,17	0,10
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,86	2,14	1,82	0,93	2,01
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	9.664	10.581	11.834	12.771	11.611
Utile operativo		881	1.302	1.422	1.442	(83)
Utile operativo adjusted		1.120	1.326	1.443	1.474	(84)
Utile netto adjusted		892	994	1.098	1.111	(253)
Investimenti tecnici		1.630	1.552	1.090	1.011	902
Ordini acquisiti	(€ milioni)	9.917	12.935	12.505	13.391	10.653
Portafoglio ordini a fine periodo		18.730	20.505	20.417	19.739	17.514
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	35.969	38.826	38.561	43.387	47.209
Quota dipendenti estero	(%)	85,6	87,3	86,5	88,1	89,1
Quota di manager locali		41,1	45,3	41,3	41,3	41,3
Quota di procurato locale		47,0	61,3	56,4	51,8	51,1
Spesa salute	(€ milioni)	25	20	32	21	22
Spesa sicurezza		69	26	51	82	85
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,28	1,11	1,32	1,54	1,54

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Il procurato dell'anno ammonta a €9.066 milioni, di cui il 51,1% ordinato presso fornitori locali.

Nel 2013 gli indici di frequenza infortuni di dipendenti e contrattisti registrano una riduzione rispetto al 2012, rispettivamente del 14,8% e del 41,1%. Anche nel 2013 è proseguito l'impegno nella formazione e addestramento di dipendenti e contrattisti in materia di salute e sicurezza, attraverso iniziative tra le quali le campagne "Leadership in Health and Safety", "Working at height and Confined Space" e l'utilizzo di portali dedicati alla formazione HSE e ai dispositivi di protezione individuale.

Le spese in salute e sicurezza aumentano complessivamente del 4% rispetto al 2012. In particolare le spese per i dispositivi di protezione individuale aumentano del 30% e quelle per la formazione in materia di sicurezza del 10%.

Nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una perdita netta adjusted di €253 milioni (-€1.264 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012). Tale risultato riflette le difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.

Gli ordini acquisiti di €10.653 milioni (€13.391 milioni nel 2012) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 14% lavori assegnati da imprese Eni.

Il portafoglio ordini ammonta a €17.514 milioni al 31 dicembre 2013 (€19.739 milioni al 31 dicembre 2012) di cui €9.244 milioni da realizzarsi nel 2014.

Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 14 domande di brevetto.

Gli investimenti tecnici di €902 milioni (€1.011 milioni nel 2012) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Engineering & Construction Offshore

Saipem vanta un solido posizionamento competitivo nel settore dei grandi progetti per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi nell'offshore avendo integrato le competenze tecniche e realizzative (assicurate dalla disponibilità di una flotta di mezzi di rilievo mondiale e dalla capacità di operare in ambienti complessi) con quelle ingegneristiche e di project management acquisite sul mercato (tra le principali acquisizioni realizzate si evidenzia Bouygues Offshore). Saipem intende consolidare il proprio posizionamento competitivo nei segmenti più sfidanti del mercato facendo leva sul modello di business EPIC e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le National Oil Company. Saipem intende conseguire maggiori livelli di efficienza e flessibilità perseguendo l'eccellenza tecnologica e le massime economie di scala nei propri hub di progettazione, valorizzando le risorse locali nei contesti dove ciò rappresenta un vantaggio competitivo, integrando nel proprio modello di business la gestione diretta del processo di fabbricazione (attraverso la realizzazione di un grande cantiere di fabbricazione nel Sud-Est Asiatico) e rinnovando/potenziando la flotta di costruzione. Nei prossimi anni sono previsti

investimenti inerenti il completamento di un'estesa yard di fabbricazione in Brasile (2014), la manutenzione/potenziamento della flotta, equipaggiamenti funzionali all'esecuzione di specifici progetti nonché piani di sviluppo in aree strategiche.

Nel 2013 i ricavi ammontano a €5.094 milioni in calo del 2,2% rispetto al 2012 a seguito della minore attività nel Mare del Nord, Kazakhstan e Australia. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €5.777 milioni (€7.477 milioni nel 2012).

Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPCI per conto di Total Upstream Nigeria Ltd, per lo sviluppo del campo di Egina in Nigeria, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali; (ii) il contratto per conto di Burullus Gas Company per lo sviluppo del progetto West Delta Deep Marine - Fase IXa, a circa 90 chilometri dalla costa egiziana nel Mediterraneo. Lo scopo del lavoro comprende la realizzazione delle strutture sottomarine (fino a 850 metri di profondità) nella West Delta Deep Marine Concession, in cui l'azienda ha già eseguito alcune delle fasi precedenti dello sviluppo del giacimento sottomarino; (iii) il contratto EPCI per conto di ExxonMobil relativo alle attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e di iniezione acqua, cavi rigidi di collegamento e altre strutture sottomarine nell'ambito del progetto Kizomba Satellites Phase 2, in corso di realizzazione nell'offshore angolano.

Nel 2013 Saipem ha proseguito lo sviluppo di soluzioni esclusive nei settori delle acque profonde e ultra profonde, degli impianti galleggianti, dello sviluppo di nuovi metodi e attrezzature per la posa e lo scavo di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare sono stati sviluppati sistemi innovativi di "Subsea Processing" e per gli impianti di liquefazione galleggianti (FLNG). Nei processi di costruzione delle condotte a mare, è stato applicato con successo un nuovo apparato, che migliora il processo e la qualità della saldatura dei tubi in acciaio al carbonio e inossidabili.

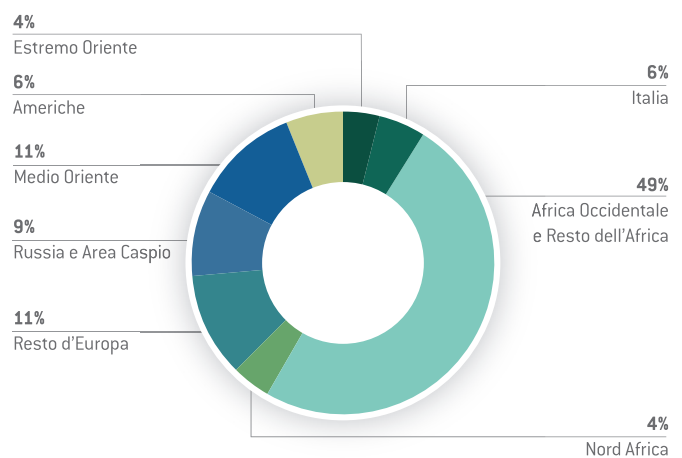
Engineering & Construction Onshore

Anche nell'onshore, Saipem è uno dei maggiori Engineering & Production contractors su base chiavi in mano nel segmento dell'Oil & Gas a livello mondiale. Saipem progetta e realizza impianti di produzione (estrazione, separazione, stabilizzazione, raccolta, iniezione d'acqua) e di trattamento (rimozione e recupero dell'anidride solforosa, rimozione dell'anidride carbonica, frazionamento dei liquidi gassosi, recupero dei condensati) degli idrocarburi e dei grandi sistemi di trasporto onshore (pipeline, stazioni di pompaggio o compressione, terminali). Grazie alle proprie competenze distinte nel segmento della gas monetization, Saipem è in grado di gestire grandi e complessi progetti chiavi in mano anche nel settore ad alta tecnologia della liquefazione del gas naturale (GNL). Saipem mantiene la propria competitività grazie all'eccellenza tecnologica garantita dai propri hub di progettazione e alla gestione di importanti volumi di ingegneria in aree cost efficient. Nel medio termine, facendo leva sui trend di crescita che si registrano nel settore dei servizi all'industria petrolifera, Saipem punterà a cogliere le opportunità offerte dal mercato sia nel settore impiantistico sia in quello delle pipeline, sfruttando il solido posizionamento competitivo nella realizzazione di progetti complessi e nelle aree strategiche del Medio Oriente/Caspio, dell'Africa Settentrionale e Occidentale e della Russia.

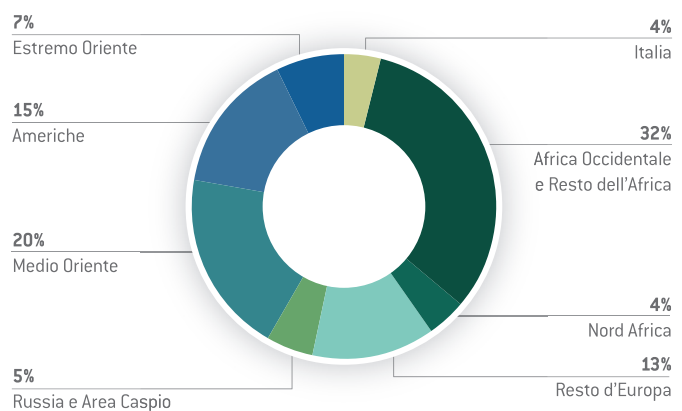
Nel 2013 i ricavi ammontano a €4.619 milioni in calo del 24,4% rispetto al 2012 a seguito della minore attività in Africa Settentrionale, Africa Occidentale e Medio Oriente. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €2.566 milioni (€3.972 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPC per conto di Dangote Fertilizer Ltd, per la realizzazione di un complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello Stato di Edo, in Nigeria. Il contratto riguarda la costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizio nonché le infrastrutture esterne all'impianto; (ii) il contratto EPC per conto di Star Refinery AS, per la costruzione della Socar Refinery, in Turchia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria e di tre pontili di estrazione del greggio, da realizzarsi nella regione adiacente il complesso Petkim Petrochemical; (iii) il contratto EPC per conto di Eni, inerente le attività di adeguamento logistico relativo allo stoccaggio del greggio a supporto del giacimento Tempa Rossa, in Italia.

L'attività di ricerca e sviluppo finalizzata al miglioramento di tecnologie di processo proprietarie e all'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, ha riguardato: (i) lo studio sul miglioramento della tecnologia proprietaria per la produzione di Urea con lo sviluppo del nuovo processo "Urea Zero Emission"; (ii) l'avvio di un progetto di innovazione che ha come tema l'aumento dell'efficienza energetica negli impianti di processo.

Ordini acquisiti per area geografica



Portafoglio ordini per area geografica



Perforazioni mare

Saipem, unica tra i contrattisti di Engineering & Construction, offre alle compagnie petrolifere anche servizi di perforazione offshore e onshore. Nelle perforazioni mare, Saipem vanta una forte posizione di nicchia nei segmenti più complessi dell'offshore profondo e ultra profondo, facendo leva sulle caratteristiche tecniche dei propri mezzi capaci di operare fino a una profondità d'acqua massima di 9.200 metri e focalizzandosi principalmente nelle aree dell'Africa Occidentale, del Mare del Nord, del Mare Mediterraneo e del Medio Oriente. In parallelo, proseguiranno gli investimenti per il ringiovanimento e mantenimento della capacità produttiva degli altri mezzi della flotta (adeguamento alle caratteristiche dei progetti o alle esigenze dei clienti, acquisto di attrezzature).

Nel 2013 i ricavi ammontano a €1.177 milioni con un incremento dell'8,1% rispetto al 2012 attribuibile al pieno utilizzo delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 8, Scarabeo 3 e Scarabeo 6 e all'entrata in operatività del mezzo Ocean Spur. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €1.401 milioni (€1.025 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per una durata di cinque anni del contratto per il noleggio a Eni della nave di perforazione Saipem 10000 a partire dal terzo trimestre 2014 per attività di perforazione su base worldwide; (ii) l'estensione per un periodo di un anno del contratto per conto di IEOC per l'utilizzo del semisommersibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto; (iii) l'estensione di due anni del contratto per conto di Eni per il noleggio della Saipem TAD per attività di perforazione nelle acque del Congo.

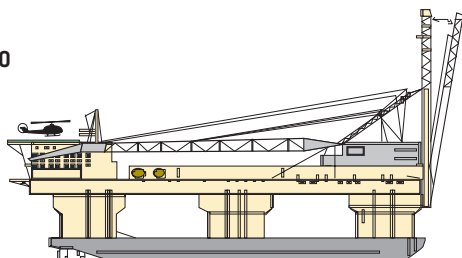
Perforazioni terra

Saipem opera in questo settore come contrattista per conto delle principali Major e National Oil Company con una presenza focalizzata in Sud America, Arabia Saudita, Africa Settentrionale e, in minor misura, in Europa. In queste regioni, Saipem può far leva sulla propria conoscenza del mercato, sulle relazioni di lungo termine con i clienti e sull'integrazione e le sinergie con le altre aree di business. Saipem vanta anche un solido track record in aree remote (in particolare nella Regione del Mar Caspio), grazie alle proprie competenze operative e alla capacità di operare in condizioni ambientali ostili.

Nel 2013 i ricavi ammontano a €721 milioni, in lieve calo rispetto al 2012. La minore attività in Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita, in Kazakhstan e in Mauritania. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €909 milioni (€917 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) per conto di Eni Congo, l'estensione di tre anni delle attività di gestione di un impianto di proprietà del cliente; (ii) per conto di vari clienti, l'estensione di contratti di durata variabile per operazioni di perforazione in Sud America; (iii) per conto di vari clienti contratti per l'utilizzo di 17 impianti, per durate variabili comprese tra i 6 mesi e i 5 anni, in Medio Oriente, Mar Caspio, Sud America, Africa Occidentale, Turchia e Ucraina. Di questi impianti, 2 lavoreranno per Shell nell'ambito di un accordo globale di lungo periodo che impegna Saipem a fornire servizi a chiamata per facilitare l'entrata in nuovi paesi e a fornire servizi di perforazione a terra, su base mondiale, finalizzati all'esplorazione a condizioni prefissate.

Mezzi navali di costruzione

SAIPEM 7000



Nave semisommersibile a posizionamento dinamico per sollevamento di strutture e posa condotte con tecnica "J". Costruita in Italia (Trieste) dalla Fincantieri (1987).

Dimensioni:

Lunghezza:	198 m
Larghezza:	87 m
Profondità al ponte principale:	45 m
Immersione di transito:	10,5 m
Immersione operativa:	27,5 m

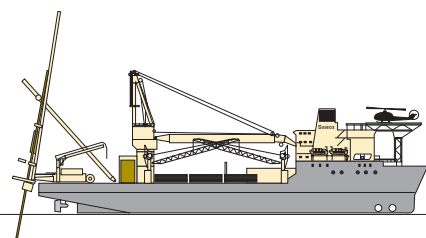
Posizionamento dinamico: DP (AAA) Lloyds Register; IPD 3 R.I.N.a; Classe 3 notazioni del direttorato marittimo norvegese. **Centrale elettrica:** centrale totale da 70.000 kW, 10.000 Volt, 12 generatori diesel a olio combustibile divisi in 4 sale motori separate, classificato UMS. **Sistema di zavorra:** sistema computerizzato con capacità simultanea che comprende 4 pompe zavorra per 6.000 t/h.

Strutture di sollevamento della gru

principale: 2 gemelle S 7000 Amhoist completamente girevoli montate a prua. Blocco di sollevamento principale in tandem 14.000 t, sollevamento singolo del blocco principale 7.000 t girevoli a 40 m rad./41 m; tirante 6.000 t girevoli a 45 m rad./50 m. Capacità di abbassamento a 450 m sotto il livello del mare. Oscillazione della gru: 120 t girevoli a 150 m rad. **Sistema J-lay:** intervallo di diametro delle condotte: da 4" a 32"; sistema di tensionamento della posa principale 525 t con i tensori, fino a 2.000 t con attrito ganasce; angolo di posa della torre 90°-110°; dotata di 1 stazione di saldatura; capacità di stoccaggio condotte fino a 6.000 t.

Profondità massima di posa: 3.000 m.

SAIBOS FDS



Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in acque profonde e per la posa condotte con tecnica "J". Costruita in Corea dalla Samsung (2000).

Dimensioni:

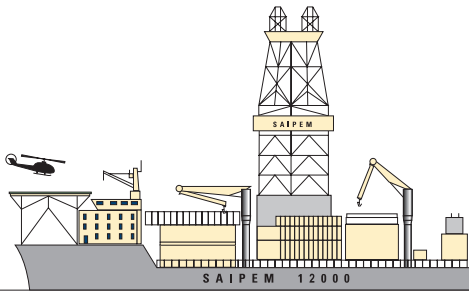
Lunghezza totale:	156 m
Larghezza:	30 m
Immersione operativa:	12,4 m
Dislocamento:	26.608 t
	at operating draft
Carico:	4.300 t at 7,40 draft

Posizionamento dinamico: Dynpos Auto, Dynpos Autr, 2 DGPS, Lras HIPAP - interfaccia da 2.500 m disponibili per Taut Wire, Artemis, Fan Beam. **Capacità di sollevamento:** gru principale AM Clyde KPT660; gancio primario SWL: 600 t a 30 m e 300 t a 55 m; gru ausiliarie 2 Liebherr CB03100-50

Litronic SWL 50 t a 20 m, SWL 30 t a 38 m, 2 Liebherr RL-S 20/20 Litronic; albero fisso a babordo SWL 20 t a 20 m, albero telescopico a tribordo SWL 15 t a 16 m. **Attrezzature posatubi:** 5 work stations più una opzionale: tubo rigido: 4 tubi a stringa sul sistema J-lay, SWL 320 t, 3.000 m di profondità massima di posa, diametro massimo 22". Tubo flessibile: via Gutter e 3 tensionatori tracciabili a quattro piste totale SWL 270 t, diametro massimo 17". La stazione di montaggio ha le aperture che permettono il passaggio di pezzi speciali da 4 x 3 x 6 m.

Mezzi navali di perforazione

SAIPEM 12000



Nave di perforazione in acque ultraprofonde a posizionamento dinamico con impianto di perforazione NOV SSGD-5750 e propulsione autonoma. Costruita in Corea dalla Samsung (2010).

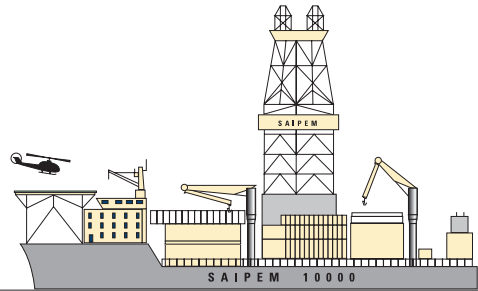
Dimensioni:

Lunghezza totale:	228 m
Larghezza (fuori sezione):	42 m
Altezza di costruzione:	19 m
Immersione operativa:	12 m
Dislocamento:	96.000 t
Carico variabile:	oltre 20.000 t
Capacità di stoccaggio olio:	140.000 bbl

Capacità operative:

Capacità massima di perforazione:	10.000 m
Massima profondità d'acqua:	3.650 m

SAIPEM 10000



Nave di perforazione in acque ultraprofonde a posizionamento dinamico con impianto di perforazione Wirth GH 4500 EG 4200 e propulsione autonoma. Costruita in Corea dalla Samsung (2000).

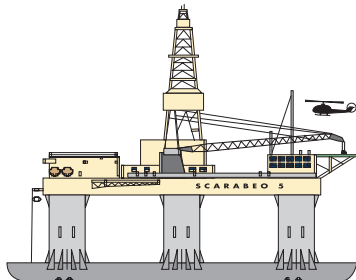
Dimensioni:

Lunghezza totale:	228 m
Larghezza (fuori sezione):	42 m
Altezza di costruzione:	19 m
Immersione operativa:	12 m
Dislocamento:	96.455 t
Carico variabile:	oltre 20.000 t
Capacità di stoccaggio olio:	140.000 bbl

Capacità operative:

Capacità massima di perforazione:	9.200 m
Massima profondità d'acqua:	3.000 m

SCARABEO 5



Piattaforma semisommersibile a propulsione autonoma con impianto di perforazione Emco C3. Costruita in Italia (Genova) dalla Fincantieri (1990).

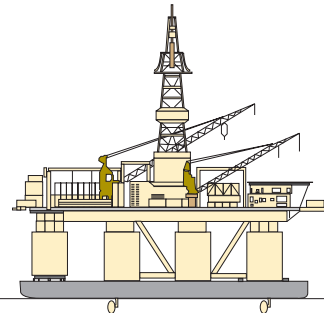
Dimensioni:

Lunghezza ponte:	111 m
Larghezza del ponte principale:	14,3 m
Altezza del ponte principale:	9,5 m
Lunghezza dello scafo principale:	80,8 m
Larghezza dello scafo principale:	68,8 m
Profondità dello scafo principale:	7,3 m

Capacità operative:

Ormeaggio dinamico assistito:	fino a 900 m w.d.
Posizionamento dinamico:	fino a 2.000 m w.d.
Capacità massima di perforazione:	9.000 m
Massima profondità d'acqua:	2.000 m
4.300 t carico variabile sul ponte in tutte le condizioni, sotto i più rigorosi codici.	

SCARABEO 7



Piattaforma semisommersibile a propulsione autonoma con impianto di perforazione Wirth GH 3000 EG. Costruita in Turchia nei Cantieri di Tusla (1999) e perfezionata in Italia (Palermo) dalla Fincantieri (1999).

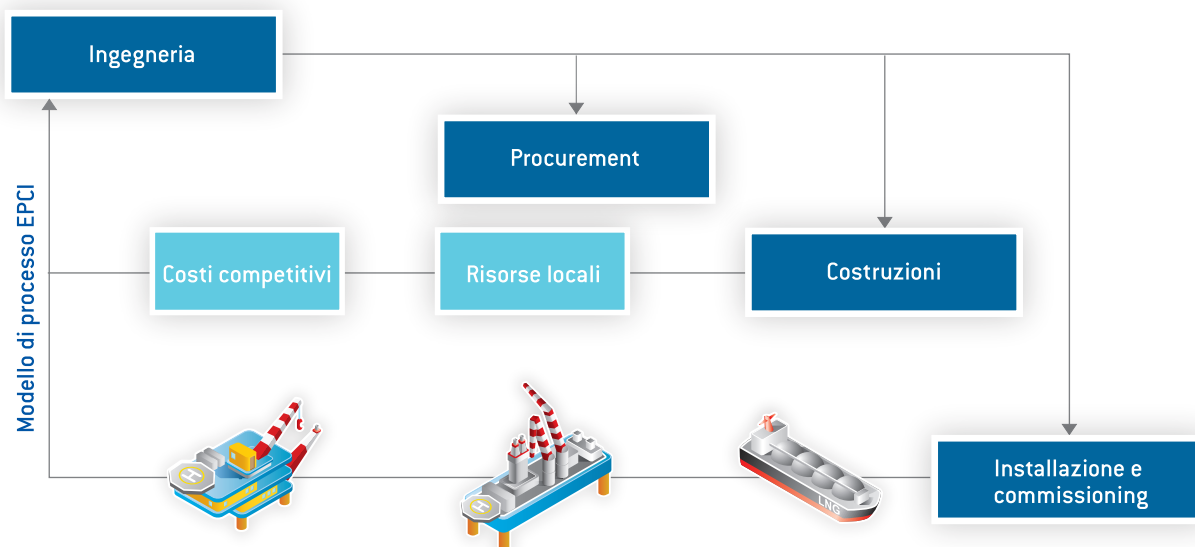
Dimensioni:

Dislocamento (peso effettivo della nave):	38.100 t
Larghezza del ponte principale:	61,3 m
Lunghezza del ponte principale:	77,5 m
Profondità del ponte principale:	4,5 m
Carico variabile sul ponte:	4.000 t

Capacità operative:

Profondità di perforazione W/5" DP:	25.000 ft
Capacità massima di perforazione:	8.000 m
Massima profondità d'acqua:	1.500 m
Sistema di posizionamento: sistema di ormeaggio delle 8 gambe della piattaforma con motore automatico assistito.	

Project management integrato



Principali dati operativi		2009	2010	2011	2012	2013
Condotte posate costruzioni mare	(chilometri)	1.000	1.365	1.682	1.435	1.106
Condotte posate costruzioni terra		716	385	889	543	433
Strutture installate costruzioni mare	(tonnellate)	62.333	46.606	105.033	122.765	206.959
Impianti industriali costruzioni terra		76.543	874.428	353.480	261.410	178.252
Perforazioni mare	(chilometri)	140	130	178	194	201
Perforazioni terra		719	881	985	953	821
Pozzi perforati mare	(numero)	54	44	64	104	127
Pozzi perforati terra		241	279	307	373	373

Mezzi navali di perforazione						
Denominazione	Tipo	Impianto di perforazione	Max profondità d'acqua (m)	Capacità max di perforazione (m)	Altre caratteristiche	
Perro Negro 2	Jack up	Oilwell E 2000	90	6.500	Dotato di eliporto	
Perro Negro 3	Jack up	Ideco E 2100	90	6.000	Dotato di eliporto	
Perro Negro 4	Jack up	National 110 UE	45	5.000	Dotato di eliporto	
Perro Negro 5	Jack up	National 1320 UE	90	6.500	Dotato di eliporto	
Perro Negro 7	Jack up	National 1625 UE	115	9.150	Dotato di eliporto	
Perro Negro 8	Jack up	NOV SSDG 3000	107	9.100	Dotato di eliporto	
Scarabeo 3	Semisommersibile a propulsione assistita	National 1625 DE	550	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 4	Semisommersibile a propulsione assistita	National 1625 DE	550	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 5	Semisommersibile a propulsione autonoma	Emco C 3	1.900	8.000	Dotato di eliporto	
Scarabeo 6	Semisommersibile a propulsione autonoma	Oilwell E 3000	500	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 7	Semisommersibile a propulsione autonoma	Wirth GH 3000 EG	1.500	8.000	Dotato di eliporto	
Scarabeo 8	Semisommersibile a propulsione autonoma	NOV AHD-500-4600	3.000	10.660	Dotato di eliporto	
Scarabeo 9	Semisommersibile a propulsione autonoma	Aker Maritime Ram Rig	3.650	15.200	Dotato di eliporto	
Saipem 10000	Nave da perforazione a posizionamento dinamico	Wirth GH 4500 EG	3.000	9.200	Capacità di stoccaggio di greggio: 140.000 barili; dotato di eliporto	
Saipem 12000	Nave da perforazione a posizionamento dinamico	NOV SSDG 3000	3.650	10.000	Dotato di eliporto	
Saipem TAD	Tender assisted drilling barge	Bentec 1500 Hp	150	4.877	Dotato di eliporto	

Mezzi navali di costruzione

Denominazione	Tipo	Tecnica di posa	Capacità di sollevamento/trasporto (t)	Profondità max di posa (m)	Diametro max condotte posate (pollici)
Saipem 7000	Pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico per sollevamento strutture e posa condotte in acque profonde	J	14.000	3.000	32
Saipem FDS	Nave a posizionamento dinamico per sviluppo di giacimenti di idrocarburi in acque profonde, per posa condotte e per sollevamento	J	600	2.100	22
Saipem FDS 2	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, per posa condotte e per sollevamento tramite una torre installata sul mezzo stesso	J, S	2.000	3.000	36
Castoro Sei	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S	300	1.000	60
Castoro Sette	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S		1.000	60
Castoro Otto	Nave posatubi e per sollevamento strutture	S	2.200	600	60
Saipem 3000	Nave sollevamento autopropulsa, a posizionamento dinamico, idonea per la posa di condotte flessibili in acque profonde e per il sollevamento di strutture		2.200		
Bar Protector	Nave appoggio a posizionamento dinamico per immersioni in alti fondali e per lavori su piattaforme				
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro in acque profonde	S	318	600	58
Castoro II	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	1.000		60
Castoro 10	Pontone per interro e posa di condotte in bassi fondali	S		300	60
Castoro 12	Pontone posatubi per shallow-water, idoneo per la posa di condotte per bassissimi fondali	S		1,4	40
S355	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	600		42
Crawler	Nave posatubi e sollevamento strutture	S	540		60
Castoro 16	Pontone per post trenching e back-filling di condotte in bassissimo fondale			1,4	40
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse.	S			30
Ersai 1 (a)	Bettolina per sollevamento e installazione, con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate (1.800 ton + 300 ton)		2.100		
Ersai 2 (a)	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture		200		
Ersai 3 (a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 50 persone				
Ersai 4 (a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 150 persone				
Ersai 400 (a)	Nave accommodation in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S				
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta		5.000		
Castoro XI	Bettolina da trasporto carichi pesanti		15.000		
Castoro 14	Bettolina da carico in coperta		10.000		
Castoro 15	Bettolina da carico in coperta		6.200		
S42	Bettolina da carico in coperta, utilizzata per stoccaggio torre S7000		8.000		
S43	Bettolina da carico in coperta				
S44	Bettolina varo piattaforme		30.000		
S45	Bettolina varo piattaforme		20.000		
S46	Bettolina da carico in coperta				
S47	Bettolina da carico in coperta				
S600	Bettolina da carico leggero in coperta		30.000		
FPSO - Cidade de Vitoria	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di design di 100.000 barili				
FPSO - Gimboa	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di design di 60.000 barili				

(a) Di proprietà della joint company, a gestione Saipem, ER SAI Caspian Contractor Llc.