

Fact Book 2013

## Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

### I Paesi di attività di Eni

#### EUROPA

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Ungheria

#### AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Kenia, Liberia, Libia, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Repubblica Democratica del Congo, Sudafrica, Togo, Tunisia, Uganda

#### ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Emirati Arabi Uniti, Filippine, Giappone, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakhstan, Kuwait, Malesia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Tailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam, Yemen

#### AMERICHE

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Groenlandia, Messico, Perù, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela







## Fact Book 2013

### Sommario



Eni in sintesi

4



Modello di business Eni

10



Exploration & Production

14



Gas & Power

41



Refining & Marketing

49



Versalis

59



Ingegneria & Costruzioni

63

### Tavole

Dati Economico-Finanziari

69

Personale

84

Informazioni supplementari sulle  
attività di esplorazione e produzione

85

Dati infrannuali

104

*Il Fact Book Eni è un supplemento alla Relazione Finanziaria Annuale e fornisce informazioni finanziarie e operative integrative alla stessa. Il Fact Book contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements) relative a: piani di investimento, dividendi, buy-back e allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.*

## Eni in sintesi

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica, raffinazione e chimica con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative

di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

### upstream

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale in 42 Paesi.

Il settore I&C realizza impianti e infrastrutture chiavi in mano onshore e offshore e fornisce servizi di perforazione all'industria Oil & Gas.

### mid-downstream

Eni è attiva nell'approvvigionamento, fornitura, trading e trasporto di gas naturale, GNL, energia elettrica, carburanti e prodotti chimici. Attraverso raffinerie di proprietà e impianti chimici processa greggi e cariche petrolifere per la produzione di carburanti, lubrificanti e prodotti chimici venduti all'ingrosso o tramite reti di distribuzione e distributori.



Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile. La Divisione E&P, nonostante i problemi in Libia, Nigeria e Algeria ha confermato la sua capacità di generare profitti e cash flow elevati grazie alla leadership di costo e agli straordinari successi esplorativi. I business mid e downstream, penalizzati dalla crisi italiana ed europea, hanno rafforzato le azioni di ristrutturazione conseguendo un miglioramento della generazione di cassa di circa €2 miliardi. La razionalizzazione del portafoglio, resa possibile dalle nuove scoperte, ha permesso una monetizzazione anticipata di risultato e di cassa. L'effetto complessivo di quanto realizzato ha consentito di registrare un utile netto in crescita del 23% rispetto al 2012 a €5,16 miliardi, di pagare un dividendo generoso, di lanciare il programma di riacquisto di azioni proprie, mantenendo l'indebitamento costante a €15,43 miliardi.

Il cash flow di €10,97 miliardi e gli incassi del programma di dismissioni di €6,36 miliardi, relativi in particolare all'operazione Mozambico,

hanno consentito di finanziare integralmente i fabbisogni per investimenti tecnici di €12,75 miliardi e il pagamento del dividendo Eni di €3,95 miliardi. Al 31 dicembre 2013 il leverage è pari a 0,25, invariato rispetto al 2012.

I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,10 per azione (€1,08 nel 2012).

Nel 2013 è proseguito il programma "eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione in materia di sicurezza: a fine 2013 sono stati effettuati 185 workshop. Questo e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare un'ottima performance negli indici di frequenza degli infortuni (dipendenti più contrattisti) con un calo del 28,7%, confermando per il nono anno consecutivo il trend di miglioramento. Nonostante la riduzione del fatality index (-10,5%), si sono registrati sei infortuni mortali.

### Exploration & Production

Utile netto adjusted di €5,95 miliardi, in calo del 19,8% rispetto al 2012, a causa della flessione della produzione di idrocarburi a 1.619 mila boe/giorno (-4,8%) a causa di fattori geopolitici.

Solido cash flow per barile a \$30. Riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 a 6,54 miliardi di barili. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe 105%. Vita utile residua delle riserve 11,1 anni.

### Gas & Power

Perdita netta adjusted di €246 milioni con un peggioramento di €719 milioni causato dal 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. Benefici di €1,4 miliardi dalla ristrutturazione del portafoglio supply. Vendite di gas naturale pari a 93,17 miliardi di metri cubi con riduzioni nei principali mercati, per effetto del calo della domanda e crescente pressione competitiva.

### Refining & Marketing

Perdita netta adjusted di €232 milioni per effetto del crollo dei margini di raffinazione a causa della contrazione dei consumi di carburanti, dell'overcapacity e della pressione competitiva. La quota di mercato rete Italia media del 2013 è del 27,5%.

### Versalis

Perdita netta adjusted di €338 milioni che riflette la continua debolezza della domanda e dei margini. Produzione pari a 5.817 mila tonnellate in calo del 4,5%.

### Ingegneria & Costruzioni

Perdita netta adjusted di €253 milioni a seguito di difficoltà operative e commerciali e del rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordinativi nei business costruzioni onshore e offshore. Ordini acquisiti: €10.653 milioni; portafoglio ordini: €17.541 milioni.

## La strategia Eni

I risultati 2013 sono stati realizzati in uno scenario connotato dall'accresciuta instabilità politica in alcuni Paesi di attività upstream e dalle difficili condizioni dei mercati mid-downstream in Europa, e particolarmente in Italia, in termini di debolezza strutturale della domanda e del contesto competitivo difficile caratterizzato dall'assenza di profittabilità.

Per rispondere a tale scenario, sono state individuate una serie di azioni che si ritiene consentiranno ai business Eni di ottenere performance solide, pur assumendo marginali miglioramenti di scenario e la proiezione di profili produttivi prudenziali nei principali Paesi a rischio (Libia, Nigeria e Algeria).

Eni ha impostato il proprio piano d'azione sulle seguenti linee guida strategiche:

- la crescita del proprio ruolo nell'upstream supportata inoltre dall'attività di monetizzazione degli asset esplorativi non core;
- il proseguimento di razionalizzazione, rightsizing e modernizzazione del mid-downstream nei mercati di presenza europei, valutando selettivamente lo sviluppo delle attività sui mercati extraeuropei a maggiore crescita prospettica; nonché
- il progressivo recupero di profittabilità del settore Ingegneria & Costruzioni.

Rispetto al 2013 si prevede una robusta generazione di cassa, in crescita del 40% nel biennio 2014-2015 e del 55% nel biennio 2016-2017, che consentirà di mantenere il leverage al di sotto del limite di 0,30, di sostenere la manovra di investimenti (€54 miliardi) e di garantire una crescente remunerazione degli azionisti anche tramite lo strumento flessibile del buy-back, allo scenario di prezzo di 90 \$/bl nel 2017.



Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica attraverso l'applicazione di un consolidato modello di sviluppo caratterizzato dalla presenza, in progetti convenzionali, di grandi dimensioni e da una struttura efficiente dei costi di sviluppo, facendo leva sui rilevanti successi esplorativi che si sono dimostrati una efficiente ed efficace modalità di accrescimento della resource base, un driver di aumento della produzione/diversificazione del portafoglio, nonché un volano della generazione di cassa attraverso la monetizzazione di parte delle scoperte effettuate.

Il piano riguarda:

- una robusta generazione di cassa operativa in crescita del 5% medio annuo;
- una crescita della produzione del 3% nel quadriennio sostenuta dallo sviluppo in aree core (tra cui Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Kazakhstan) bilanciando il profilo di rischio del portafoglio;
- l'aumento delle risorse esplorative, con un incremento di 3,2 mld di boe nel quadriennio, che si attende di conseguire con un piano investimenti inferiore del 5% rispetto al piano precedente.

### Crescita della produzione

[migliaia di boe/giorno]





Nel settore **Gas & Power** la crescita della generazione di cassa e il ritorno alla profittabilità faranno leva su:

- ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento finalizzata al riallineamento della posizione di costo al mercato e alla minimizzazione degli impatti take-or-pay attraverso la rinegoziazione dei contratti in essere e il ricorso agli arbitrati;
- focalizzazione sui segmenti a valore aggiunto, quali il GNL, attraverso una maggior integrazione con l'upstream e l'aumento delle vendite nei mercati a premio localizzati in particolare nell'Estremo Oriente, il trading, attraverso la valorizzazione degli asset fisici e contrattuali in portafoglio, nonché lo sviluppo della base clienti retail;
- ristrutturazione del business B2B attraverso offerte commerciali basate su prodotti innovativi, azioni di efficienza e integrazione con le competenze di trading;
- revisione della macchina operativa in termini di standardizzazione dei processi e riduzione dei costi.

Si prevede che le azioni di turnaround consentiranno il ritorno alla profittabilità del business a partire dal 2015, traggendo €1,2 miliardi di EBITDA proforma adjusted nel 2017.



Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante il continuo deterioramento dello scenario che nel 2013 ha fatto registrare margini di raffinazione ai minimi storici.

Nella raffinazione, il graduale recupero sarà sostenuto da:

- operazioni di razionalizzazione e di riconversione dei processi con una riduzione del 22% della capacità di raffinazione nell'arco di piano;
- aumento della flessibilità di lavorazione di slate greggi e semilavorati alternativi; nonché
- miglioramento dell'efficienza e implementazione di progetti di energy saving.

Nel marketing, Eni intende consolidare la presenza nel mercato retail dei carburanti attraverso:

- l'incremento dell'efficienza;
- lo sviluppo delle attività non-oil; e
- il potenziamento della distribuzione di GPL e metano.

Nel mercato wholesale si sfrutteranno le opportunità derivanti dalla chiusura di raffinerie di terzi, per difendere la propria posizione. Infine saranno lanciate attività innovative quali con lo sviluppo di nuovi prodotti (LNG nei trasporti) e di servizi avanzati (smart mobility).

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2013) del settore raffinazione e marketing di oltre €0,7 miliardi.



Nella **Chimica**, al fine di mitigare gli effetti dello scenario sfavorevole, si perseguirà una strategia volta:

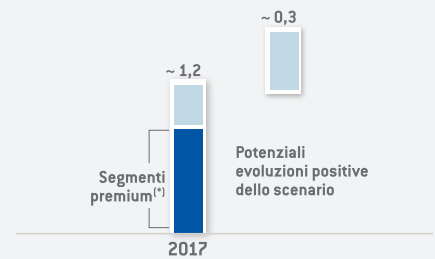
- all'ottimizzazione/razionalizzazione della capacità produttiva con l'obiettivo di conseguire una posizione di costo più adeguata ed efficiente;
- alla rifocalizzazione su prodotti a più alto valore aggiunto, sviluppo di nuove filiere produttive di chimica verde a ridotto impatto ambientale ed elevato tasso di crescita della domanda; nonché
- all'internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati caratterizzati da più elevati tassi di crescita anche attraverso le recenti alleanze strategiche stipulate con importanti players internazionali.



Nel settore **Ingegneria & Costruzioni**, le difficoltà registrate in diversi progetti soprattutto nei segmenti I&C Onshore e Offshore hanno influenzato severamente la redditività del business nel corso del 2013. Ciò nonostante, il settore prevede di tornare alla profittabilità già dal 2014 e migliorare gradualmente la marginalità negli anni successivi grazie al completamento dei residui progetti a marginalità bassa, la maggiore disciplina commerciale e gli investimenti recentemente completati, che rafforzano il business model di Saipem in aree geografiche e in segmenti di mercato strategici (progetti di grandi dimensioni e a elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili).

#### EBITDA proforma adjusted

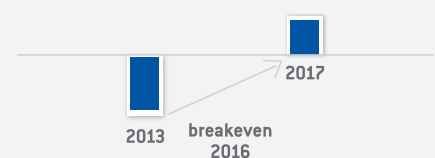
(€ miliardi)



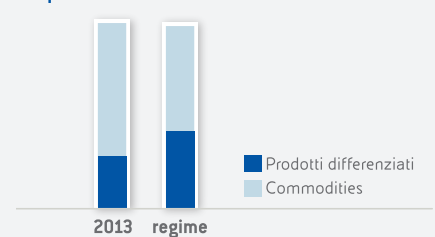
(\*) Retail, trading, GNL.

#### EBIT adjusted scenario 2013

(€ milioni)

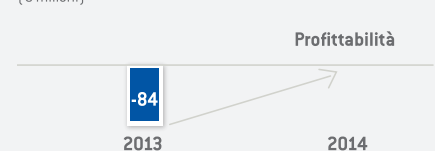


#### Mix produttivo Versalis



#### EBIT adjusted

(€ milioni)



## Principali dati

Principali dati economico-finanziari <sup>(a)</sup>										
(€ milioni)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 <sup>(b)</sup>	2013
Ricavi della gestione caratteristica	57.498	73.692	86.071	87.204	108.082	83.227	98.523	109.589	128.592	<b>114.722</b>
di cui: continuing operations					106.978	81.932	96.617	107.690	127.220	<b>114.722</b>
Utile operativo di Gruppo	12.399	16.664	19.336	18.739	18.517	12.055	16.111	17.435	15.962	<b>8.856</b>
Special items	(448)	(1.210)	88	(620)	2.034	1.295	2.290	1.567	4.795	<b>3.046</b>
Utile (perdita) da magazzino	631	1.942	1.059	885	936	(345)	(881)	(1.113)	(17)	<b>716</b>
Utile operativo adjusted di Gruppo	12.582	17.396	20.483	19.004	21.487	13.005	17.520	17.889	20.740	<b>12.618</b>
Utile operativo adjusted - continuing operations					21.322	12.722	16.845	17.230	19.798	<b>12.618</b>
Exploration & Production	8.202	12.649	15.521	13.770	17.166	9.489	13.898	16.075	18.537	<b>14.646</b>
Gas & Power	3.448	3.783	4.117	4.414	1.778	2.022	1.268	(247)	356	<b>(663)</b>
Refining & Marketing	923	1.210	794	292	555	(381)	(181)	(539)	(321)	<b>(482)</b>
Versalis	263	261	219	116	(382)	(441)	(96)	(273)	(483)	<b>(386)</b>
Ingegneria & Costruzioni	215	314	508	840	1.041	1.120	1.326	1.443	1.474	<b>(84)</b>
Altre attività	(223)	(296)	(299)	(207)	(244)	(258)	(205)	(226)	(222)	<b>(210)</b>
Corporate e società finanziarie	(187)	(384)	(244)	(195)	(282)	(342)	(265)	(266)	(325)	<b>(332)</b>
Eliminazione utili interni e altre elisioni	(59)	(141)	(133)	(26)	1.690	1.513	1.100	1.263	782	<b>129</b>
Utile operativo adjusted - discontinued operations					165	283	675	659	942	
Utile netto di Gruppo	7.059	8.788	9.217	10.011	8.825	4.367	6.318	6.860	7.790	<b>5.160</b>
di cui: continuing operations					8.996	4.488	6.252	6.902	4.200	<b>5.160</b>
discontinued operations					(171)	(121)	66	(42)	3.590	
Utile netto adjusted di Gruppo	6.645	9.251	10.401	9.569	10.164	5.207	6.869	6.969	7.325	<b>4.433</b>
di cui: continuing operations					10.315	5.321	6.770	6.938	7.130	<b>4.433</b>
discontinued operations					(151)	(114)	99	31	195	
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.500	14.936	17.001	15.517	21.801	11.136	14.694	14.382	12.371	<b>10.969</b>
di cui: continuing operations					21.506	10.755	14.140	13.763	12.356	<b>10.969</b>
discontinued operations					295	381	554	619	15	
Investimenti tecnici	7.499	7.414	7.833	10.593	14.562	13.695	13.870	13.438	13.517	<b>12.750</b>
di cui: continuing operations					12.935	12.216	12.450	11.909	12.761	<b>12.750</b>
discontinued operations					1.627	1.479	1.420	1.529	756	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	35.540	39.217	41.199	42.867	48.510	50.051	55.728	60.393	62.558	<b>61.174</b>
Indebitamento finanziario netto	10.443	10.475	6.767	16.327	18.376	23.055	26.119	28.032	15.511	<b>15.428</b>
Leverage	0,29	0,27	0,16	0,38	0,38	0,46	0,47	0,46	0,25	<b>0,25</b>
Capitale investito netto	45.983	49.692	47.966	59.194	66.886	73.106	81.847	88.425	78.069	<b>76.602</b>
Exploration & Production	16.770	19.109	17.783	23.826	31.362	32.455	37.646	42.024	42.394	<b>45.721</b>
Gas & Power	19.554	20.075	19.713	21.333	9.636	11.024	12.931	12.367	11.124	<b>9.735</b>
Snam					11.918	13.730	14.415	15.393		
Refining & Marketing	5.081	5.993	5.631	7.675	7.379	8.105	8.321	9.188	8.846	<b>7.969</b>
Versalis	2.076	2.018	1.953	2.228	1.915	1.774	1.978	2.252	2.557	<b>2.656</b>
Ingegneria & Costruzioni	2.403	2.844	3.399	4.313	5.022	6.566	7.610	8.217	9.992	<b>9.616</b>
Corporate, società finanziarie e altre attività	277	2	(95)	294	24	(192)	(527)	(393)	3.659	<b>1.382</b>
Eliminazione utili interni	(178)	(349)	(418)	(475)	(370)	(356)	(527)	(623)	(503)	<b>(477)</b>

(a) Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia nel 2012, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations". I dati degli anni 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.  
(b) I dati del 2012 sono stati oggetto di restatement a seguito dell'applicazione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti", in vigore a partire dal 1° gennaio 2013.

Principali indicatori di mercato	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Prezzo medio greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	38,22	54,38	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,27	111,58	<b>108,66</b>	
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,244	1,244	1,256	1,371	1,471	1,393	1,327	1,392	1,285	<b>1,328</b>	
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	30,72	43,71	51,86	52,90	65,93	44,16	59,89	79,94	86,83	<b>81,82</b>	
Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	4,35	5,78	3,79	4,52	6,49	3,13	2,66	2,06	4,83	<b>2,64</b>	
Margini di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	7,03	8,33	6,50	6,45	8,85	3,56	3,47	2,90	4,94	<b>2,60</b>	
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,1	2,2	3,1	4,3	4,6	1,2	0,8	1,4	0,6	<b>0,2</b>

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Corporate <sup>(a)</sup></b>											
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	71.572	71.773	72.850	75.125	71.714	71.461	73.768	72.574	77.838	<b>82.289</b>
di cui: - donne		10.326	10.620	10.841	10.977	11.611	11.955	12.161	12.542	12.860	<b>13.601</b>
- all'estero		32.691	34.036	35.818	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516	51.034	<b>55.507</b>
Donne in posizioni manageriali	(%)	12,5	12,4	13,5	14,1	16,3	17,3	18,0	18,5	18,9	<b>19,4</b>
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,99	2,74	2,45	1,93	1,22	0,84	0,80	0,65	0,57	<b>0,40</b>
Indice di frequenza infortuni contrattisti		7,84	2,59	1,54	1,45	1,09	0,97	0,71	0,57	0,45	<b>0,32</b>
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	5,64	3,38	2,31	2,97	2,75	1,20	4,77	1,94	1,10	<b>0,98</b>
Oil spill operativi	(barili)	7.813	6.908	6.151	6.731	4.749	6.259	4.269	7.295	3.759	<b>1.901</b>
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(mln ton CO <sub>2</sub> eq)	58,34	61,85	60,72	67,25	59,59	55,49	58,26	49,13	52,50	<b>47,30</b>
Costi di ricerca e sviluppo <sup>(b)</sup>	(€ milioni)	257	204	222	208	211	233	218	190	211	<b>197</b>
<b>Exploration &amp; Production</b>											
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	7.218	6.837	6.436	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086	7.166	<b>6.535</b>
Vita utile residua delle riserve	(anni)	12,1	10,8	10,0	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3	11,5	<b>11,1</b>
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/g)	1.624	1.737	1.770	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581	1.701	<b>1.619</b>
<b>Gas &amp; Power</b>											
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	76,49	82,62	85,76	84,83	89,32	89,60	82,00	84,05	84,30	<b>83,60</b>
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		5,84	7,08	7,65	8,74	8,91	7,95	9,41	9,85	8,29	<b>6,96</b>
Totale vendite e autoconsumi G&P		82,33	89,70	93,41	93,57	98,23	97,55	91,41	93,90	92,59	<b>90,56</b>
Vendite gas E&P in Europa e nel Golfo del Messico		4,70	4,51	4,69	5,39	6,00	6,17	5,65	2,86	2,73	<b>2,61</b>
Totale vendite gas mondo		87,03	94,21	98,10	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76	95,32	<b>93,17</b>
Vendite di energia elettrica	(TWh)	16,95	27,56	31,03	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28	42,58	<b>35,05</b>
<b>Refining &amp; Marketing</b>											
Lavorazioni in c/proprio di prodotti petroliferi	(mln ton)	37,69	38,79	38,04	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96	30,01	<b>27,38</b>
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl bbl/g)	504	524	534	544	737	747	757	767	767	<b>787</b>
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	53,54	51,63	51,13	50,15	49,16	45,59	46,80	45,02	48,33	<b>43,49</b>
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(mln ton)	14,40	12,42	12,48	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37	10,87	<b>9,69</b>
Stazioni di servizio a fine periodo	(n.)	9.140	6.282	6.294	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287	6.384	<b>6.386</b>
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	1.970	2.479	2.470	2.486	2.502	2.477	2.353	2.206	2.064	<b>1.828</b>
<b>Versalis</b>											
Produzioni	(mgl ton)	7.118	7.282	7.072	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245	6.090	<b>5.817</b>
di cui: - Intermedi		4.236	4.450	4.275	5.688	5.110	4.350	4.860	4.101	3.595	<b>3.462</b>
- Polimeri		2.882	2.832	2.797	3.107	2.262	2.171	2.360	2.144	2.495	<b>2.355</b>
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	76,4	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3	66,7	<b>65,3</b>
<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>											
Ordini acquisiti	(€ milioni)	5.784	8.395	11.172	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505	13.391	<b>10.653</b>
Portafoglio ordini a fine periodo	(€ milioni)	8.521	10.122	13.191	15.390	19.105	18.370	20.505	20.417	19.739	<b>17.514</b>

(a) A seguito della cessione di Business Regolati Italia nel 2012, i dati del 2012 non includono il risultato di Snam. I valori degli esercizi 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

Dati per azione		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Utile netto di Gruppo <sup>(a)(b)</sup>	(€)	1,87	2,34	2,49	2,73	2,43	1,21	1,74	1,89	2,15	<b>1,42</b>
Utile netto - continuing operations <sup>(a)(b)(*)</sup>						2,47	1,24	1,72	1,90	1,16	<b>1,42</b>
Dividendo		0,90	1,10	1,25	1,30	1,30	1,00	1,00	1,04	1,08	<b>1,10</b>
Dividendi pagati <sup>(c)</sup>	(€ milioni)	3.384	4.086	4.594	4.750	4.714	3.622	3.622	3.695	3.840	<b>3.949</b>
Cash flow	(€)	3,31	3,97	4,59	4,23	5,99	3,07	4,06	3,97	3,41	<b>3,52</b>
Dividend yield <sup>(d)</sup>	(%)	4,9	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,9	<b>6,5</b>
Utile per ADR <sup>(e)(*)</sup>	(USD)	4,66	5,81	6,26	7,49	7,27	3,45	4,59	5,29	2,98	<b>3,77</b>
Dividendo per ADR <sup>(e)</sup>		2,17	2,74	3,14	3,56	3,82	2,79	2,65	2,90	2,78	<b>2,83</b>
Cash flow per ADR <sup>(e)</sup>		8,96	9,40	11,53	11,60	17,63	8,56	10,77	11,05	8,77	<b>9,04</b>
Dividend yield per ADR <sup>(d)</sup>	(%)	5,0	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,8	<b>4,6</b>
Pay-out		48	46	50	47	53	81	57	55	50	<b>77</b>
Numero di azioni a fine periodo	(mln di azioni)	4.004,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	3.634,2	<b>3.634,2</b>
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio <sup>(f)</sup> (interamente diluito)		3.771,7	3.763,4	3.701,3	3.669,2	3.638,9	3.622,4	3.622,5	3.622,7	3.622,8	<b>3.622,8</b>
TSR	(%)	28,5	35,3	14,8	3,2	(29,1)	13,7	(2,2)	5,1	22,0	<b>1,3</b>

(\*) Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia; i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. Pertanto dall'esercizio 2008 l'utile netto è riferito alle continuing operations del Bilancio consolidato Eni.

(a) Calcolato sul numero medio delle azioni di Eni in circolazione durante l'esercizio.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Per esercizio di competenza. L'importo 2013 è stimato.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in dollari sono convertiti al cambio di pagamento.

(f) Calcolato con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

Informazioni riguardanti le azioni		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Prezzo per azione - Borsa di Milano</b>											
Massimo	(€)	18,75	24,96	25,73	28,33	26,93	18,35	18,56	18,42	18,70	<b>19,48</b>
Minimo		14,72	17,93	21,82	22,76	13,80	12,30	14,61	12,17	15,25	<b>15,29</b>
Medio		16,94	21,60	23,83	25,10	21,43	16,59	16,39	15,95	17,18	<b>17,57</b>
Fine periodo		18,42	23,43	25,48	25,05	16,74	17,80	16,34	16,01	18,34	<b>17,49</b>
<b>Prezzo per ADR <sup>(a)</sup> - New York Stock Exchange</b>											
Massimo	(USD)	126,45	151,35	67,69	78,29	84,14	54,45	53,89	53,74	49,44	<b>52,12</b>
Minimo		92,35	118,50	54,65	60,22	37,22	31,07	35,37	32,98	36,85	<b>40,39</b>
Medio		105,60	134,02	59,97	68,80	63,38	46,36	43,56	44,41	44,24	<b>46,68</b>
Fine periodo		125,84	139,46	67,28	72,43	47,82	50,61	43,74	41,27	49,14	<b>48,49</b>
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	20,0	28,5	26,2	30,5	28,7	27,9	20,7	22,9	15,6	<b>15,4</b>
Controvalore	(€ milioni)	338,7	620,7	619,1	773,1	610,4	461,7	336,0	355,0	267,0	<b>271,4</b>
Numero azioni in circolazione a fine periodo <sup>(b)</sup>	(mln di azioni)	3.770,0	3.727,3	3.680,4	3.656,8	3.622,4	3.622,4	3.622,7	3.622,7	3.622,8	<b>3.622,8</b>
<b>Capitalizzazioni di borsa <sup>(c)</sup></b>											
EUR	(mld)	69,4	87,3	93,8	91,6	60,6	64,5	59,2	58,0	66,4	<b>63,4</b>
USD		94,9	104,0	123,8	132,4	86,6	91,7	79,2	75,0	87,7	<b>87,4</b>

(a) Dal 10 gennaio 2006 il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni. In precedenza ogni ADR era rappresentativo di 5 azioni ordinarie Eni. I valori dei periodi precedenti non sono stati oggetto di verifica.

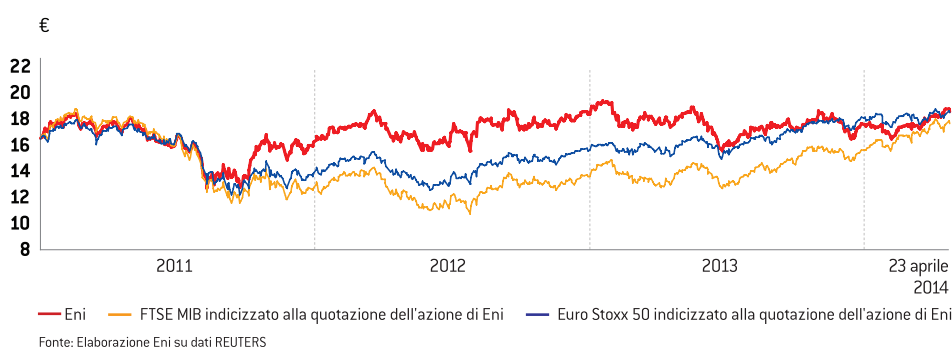
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

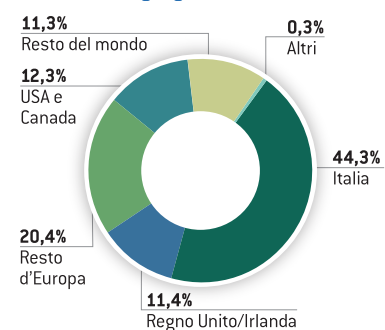
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui per attribuzione <i>bonus share</i>	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del capitale sociale <sup>(a)</sup>	(%)	15,0	16,2	18,2	15,2	5,0
Incasso	(€ milioni)	3.254	4.596	6.869	6.714	2.721

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2013.

#### Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 dicembre 2010 - 23 aprile 2014)



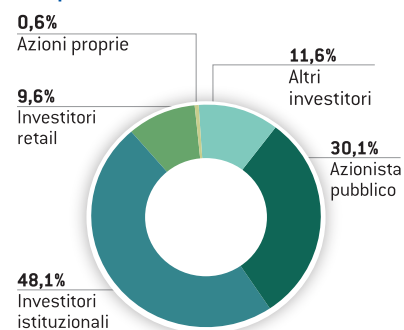
#### Distribuzione geografica dell'azionariato <sup>(\*)</sup>



#### Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 dicembre 2010 - 23 aprile 2014)



#### Composizione dell'azionariato <sup>(\*)</sup>



(\*) Al 10/01/2014.



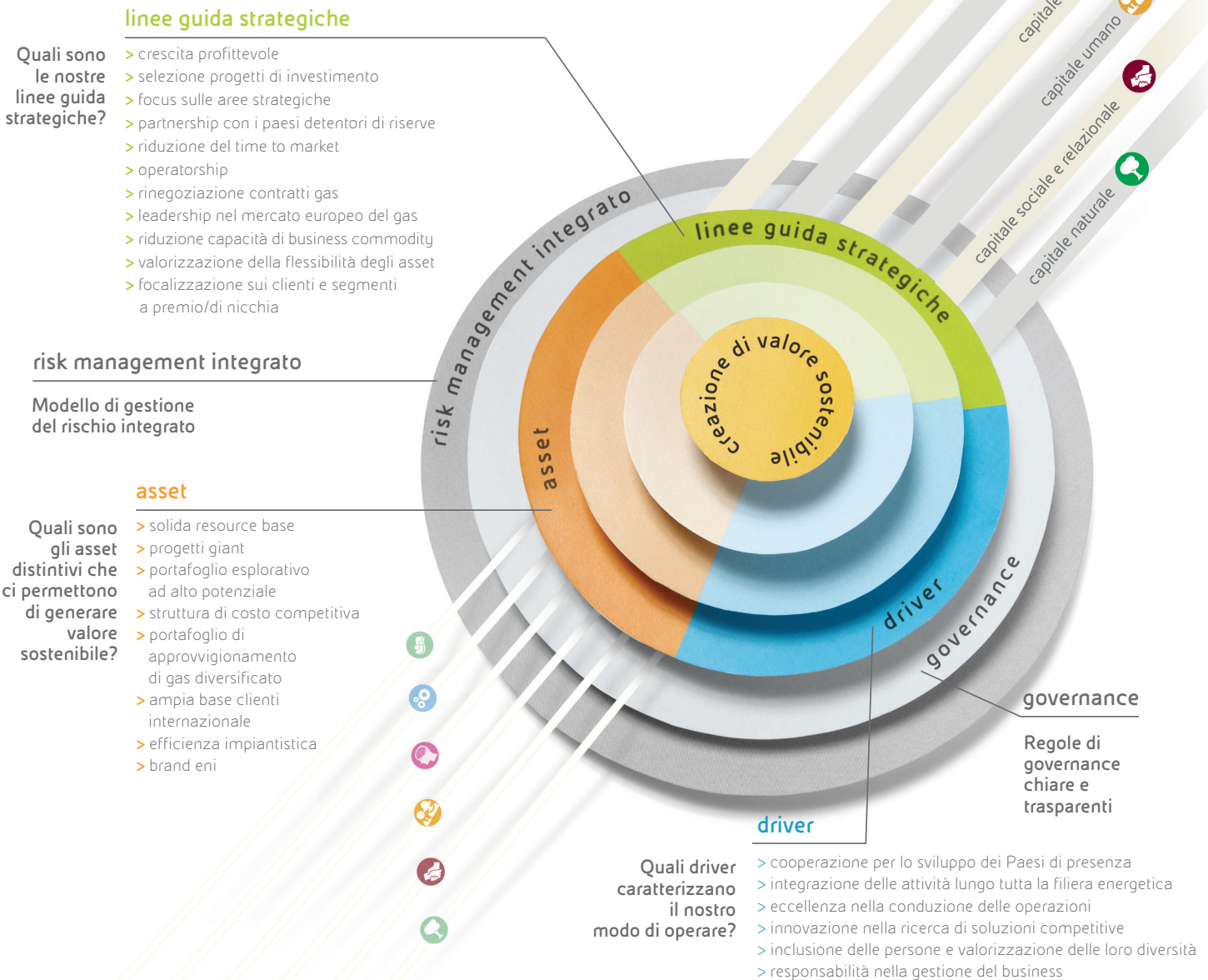
# Modello di business Eni

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza e la prevenzione e gestione dei rischi di business, tenendo in costante considerazione gli interessi di tutti i propri stakeholder.

I principali capitali impiegati da Eni (finanziario, manifatturiero, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) sono stati classificati secondo i principi contenuti nel "The International IR Framework" pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). I solidi risultati finanziari e di sostenibilità conseguiti nell'anno sono il frutto dell'utilizzo responsabile ed efficiente dei capitali, che si traduce nell'eccellenza operativa, nell'affidabilità degli impianti, nel controllo del rischio operativo, nell'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente.

Alla base di questi risultati c'è un approccio fondato sulla forte attenzione che Eni porge alle specificità dei luoghi in cui opera e quindi sulla cooperazione allo sviluppo dei territori di attività. Partendo da una valutazione delle potenzialità dei Paesi, Eni promuove, infatti, partnership con le comunità per offrire alle persone locali nuove opportunità di crescita e di sviluppo. Questa è una leva competitiva nei Paesi di recente ingresso ma anche in contesti di presenza storica; in ognuno di essi, l'obiettivo è quello di creare lavoro di qualità, con un focus particolare sui talenti locali e sulle pari opportunità.

La cultura della pluralità è una caratteristica distintiva del business di Eni, che ha una forte connotazione internazionale.





L'inclusione di tutte le persone di Eni, delle diversità che esse esprimono, si coniuga con la tutela della salute e della sicurezza nelle attività lavorative, con lo sviluppo professionale e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa. Eni assicura un trattamento equo verso tutte le sue persone definendo politiche retributive integrate a livello world wide e si impegna a rispettare i diritti fondamentali del lavoro in tutti i Paesi di presenza operativa promuovendone l'applicazione anche presso i propri fornitori. La responsabilità, in termini di impegno nella trasparenza della gestione, nel contrasto alla corruzione e nel rispetto dei Diritti Umani in ogni ambito di operatività, è il presupposto di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile. Nello svolgimento delle sue attività, Eni attiva un flusso di risorse che possono essere determinanti elementi di crescita per l'economia. Solo una ferma disciplina dell'integrità e la promozione della trasparenza, in particolare per quello che riguarda i pagamenti ai Paesi produttori, possono mettere al riparo da fenomeni corruttivi e costituire le premesse per un uso di tali risorse ai fini dello sviluppo sostenibile. Il nostro modo di operare, fondato sull'eccellenza operativa, fa leva sull'adozione di best practice, sistemi di qualità, tecnologie avanzate e sicure per garantire il pieno rispetto delle comunità e dell'ambiente. La gestione degli impianti in sicurezza e la minimizzazione dei rischi costituiscono un prerequisito per una corretta gestione ambientale e la prevenzione e riduzione degli effetti sull'ambiente. L'esplorazione delle aree di frontiera e l'apertura verso i territori asiatici,

considerati difficili e sensibili da un punto di vista ambientale, sono il risultato non solo della vocazione di Eni per lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie, ma anche di una strategia aziendale responsabile e sostenibile. La presenza di Eni a livello globale e nelle aree più sensibili a livello ambientale è cresciuta grazie all'innovazione tecnologica e all'applicazione di metodi d'avanguardia che consentono lo sviluppo dell'attività anche in contesti difficili, garantendo la conservazione dell'ambiente e tutelando gli ecosistemi più complessi e la biodiversità.

Infine, come impresa integrata nell'energia, Eni si pone a fianco dei governi dei Paesi produttori per pianificare soluzioni che prevedano lo sviluppo dei sistemi energetici locali, affiancandosi alle compagnie nazionali nella produzione di fonti energetiche e realizzando infrastrutture che ne permettano l'utilizzo e la valorizzazione. Lo fa, in primis, contrastando la povertà energetica, in particolare in Africa Sub-Sahariana, con un supporto volto allo sviluppo di tecnologie in loco, ma anche di riduzione degli sprechi laddove le infrastrutture siano già presenti.

Eni ha, infatti, intrapreso un percorso di evoluzione e rilancio della propria presenza nella chimica, cogliendo il grande potenziale della Chimica Verde e della bioraffinazione.

Di seguito i principali risultati associati a ciascuna delle forme di capitale. Per ulteriori dettagli e per i risultati del capitale finanziario e manifatturiero, si fa rinvio al Consolidato di Sostenibilità e alla Relazione sulla Gestione della Relazione Finanziaria Annuale 2013.

## capitale umano

Sicurezza		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,92	0,75	0,60	0,49	<b>0,35</b>
- dipendenti		0,84	0,80	0,65	0,57	<b>0,40</b>
- contrattisti		0,97	0,71	0,57	0,45	<b>0,32</b>
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,20	4,77	1,94	1,10	<b>0,98</b>
- dipendenti		0,89	6,66	1,19	0,87	<b>1,74</b>
- contrattisti		1,40	3,55	2,38	1,23	<b>0,53</b>
Investimenti e spese sicurezza	(€ milioni)	488	260	320	371	<b>409</b>
Malattie professionali denunciate	(numero)	123	184	135	69	<b>68</b>
Investimenti e spese salute e igiene	(€ milioni)	78	55	79	48	<b>51</b>

Persone		2009	2010	2011	2012	2013
	(numero)					
Dipendenti al 31 dicembre		71.461	73.768	72.574	77.838	<b>82.289</b>
- uomini		59.506	61.607	60.032	64.978	<b>68.688</b>
- donne		11.955	12.161	12.542	12.860	<b>13.601</b>
Dipendenti all'estero per tipologia		42.633	45.967	45.516	51.034	<b>55.507</b>
- locali		33.483	35.835	34.801	39.668	<b>43.121</b>
- espatriati italiani		2.771	3.123	3.208	3.867	<b>3.955</b>
- espatriati internazionali (inclusi TCN)		6.379	7.009	7.507	7.499	<b>8.431</b>
Dipendenti dirigenti		1.437	1.454	1.468	1.474	<b>1.475</b>
- di cui donne		141	147	152	159	<b>160</b>
Dipendenti quadri		12.395	12.837	12.754	13.199	<b>13.637</b>
- di cui donne		2.258	2.421	2.477	2.615	<b>2.767</b>
Dipendenti impiegati		33.931	34.599	36.019	38.497	<b>39.943</b>
- di cui donne		9.171	9.040	9.394	9.777	<b>10.310</b>
Dipendenti operai		23.698	24.878	22.333	24.668	<b>27.234</b>
- di cui donne		385	553	519	309	<b>364</b>
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		33.483	35.835	34.801	39.668	<b>43.121</b>
- di cui dirigenti		224	228	228	223	<b>216</b>
- di cui quadri		3.138	3.461	3.476	3.798	<b>4.001</b>
- di cui impiegati		15.533	16.269	17.529	19.683	<b>20.522</b>
- di cui operai		14.588	15.877	13.568	15.964	<b>18.382</b>
Ore di formazione	(migliaia di ore)	2.930	2.949	3.127	3.132	<b>4.350</b>



## capitale sociale e relazionale

Spese totali per il territorio	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Spese totali per il territorio		98	107	101	91	101
- di cui interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA		70	75	69	63	58
- di cui liberalità connesse a iniziative a favore del territorio		1	4	1	3	1
- di cui quote di adesione ad organismi associativi		1	2	2	2	2
- di cui contributi a Eni Foundation		5	5	3	-	10
- di cui sponsorizzazioni per il territorio		16	17	22	19	26
- di cui contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei		4	4	4	4	4

Procurato per area geografica 2013		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
<b>Numero fornitori utilizzati</b>	(numero)	<b>7.105</b>	<b>6.116</b>	<b>5.246</b>	<b>9.980</b>	<b>9.940</b>	<b>520</b>
<b>Procurato totale</b>	(€ milioni)	<b>8.434</b>	<b>2.871</b>	<b>5.036</b>	<b>10.714</b>	<b>5.340</b>	<b>419</b>
- in beni	(%)	17,5	24,2	16,2	11,2	17,9	10,3
- in lavori		16,3	26,3	21,5	12,4	26,1	1,0
- in servizi		60,8	47,8	49,2	73,1	53,7	88,2
- non dettagliabile		5,4	1,7	13,1	3,3	2,3	0,5

### Procurato locale 2013 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25 %	Emirati Arabi, Lussemburgo, Malesia, Mozambico, Perù, Portogallo.
26 - 49 %	Angola, Cina, Germania, Iran, Iraq, Libia, Norvegia, Repubblica Ceca, Slovenia.
50 - 74 %	Algeria, Arabia Saudita, Brasile, Repubblica del Congo, Croazia, Egitto, Francia, Ghana, Gran Bretagna, India, Italia, Kazakhstan, Paesi Bassi, Pakistan, Singapore, Svizzera, Togo, Tunisia, Ungheria.
75 - 100%	Argentina, Australia, Austria, Belgio, Canada, Cipro, Ecuador, Gabon, Indonesia, Kenia, Messico, Nigeria, Polonia, Romania, Russia, Spagna, Stati Uniti, Ucraina, Venezuela, Vietnam.

Fornitori		2009	2010	2011	2012	2013
Procurato	(€ milioni)	33.084	31.187	32.586	31.811	32.814
Percentuale procurato top 20	(%)	24	18	20	15	17
Fornitori utilizzati	(numero)	33.447	32.601	31.878	32.621	34.848
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		21.066	32.962	26.936	31.991	46.913
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		7.798	10.096	11.471	12.471	14.833
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	87	85	90	88	87

Clienti		2009	2010	2011	2012	2013
<b>Soddisfazione dei clienti R&amp;M</b>						
Indice di soddisfazione clienti R&M	(scala likert)	7,93	7,84	7,74	7,90	8,10
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	10.711	30.618	30.524	30.438	29.863
<b>Soddisfazione dei clienti G&amp;P sui servizi telefonici</b>						
Punteggio soddisfazione clienti G&P	(%)	83,7	87,4	88,6	89,7	90,4 <sup>(b)</sup>
Media Panel <sup>(a)</sup>		87,0	87,4	88,9	91,2	93,1

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50 % del mercato e che hanno più di 50.000 clienti (fonte: indagine AEEG relativa a qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas riferita al primo semestre 2013).

(b) 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.


**capitale naturale**

Ambiente		2009	2010	2011	2012	2013
Emissioni dirette di GHG	(ton CO <sub>2</sub> eq)	55.494.551	58.259.157	49.128.806	52.498.789	<b>47.299.030</b>
- di cui CO <sub>2</sub> da combustione e da processo	(ton)	35.788.121	37.948.625	35.319.845	36.365.220	<b>34.171.33</b>
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da flaring	(ton CO <sub>2</sub> eq)	13.839.353	13.834.988	9.553.894	9.461.518	<b>8.478.376</b>
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da metano incombusto e da emissioni fugitive		3.684.874	4.135.523	3.222.051	4.475.756	<b>2.901.503</b>
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da venting		2.182.202	2.340.021	1.033.017	2.196.295	<b>1.747.812</b>
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq / produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(tonCO <sub>2</sub> eq/tep)	0,235	0,235	0,206	0,226	<b>0,222</b>
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/kWheq (EniPower)	(kgCO <sub>2</sub> eq/kWheq)	0,410	0,407	0,404	0,399	<b>0,407</b>
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/uEDC (R&M)	(tonCO <sub>2</sub> eq/kbbl/SD)	1.240	1.284	1.231	1.143	<b>1.049</b>
Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(ton NO <sub>2</sub> eq)	110.910	106.040	97.114	115.571	<b>102.295</b>
Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(ton SO <sub>2</sub> eq)	45.985	50.085	37.943	30.137	<b>27.949</b>
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	75.318	68.490	46.228	48.702	<b>43.536</b>
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		3.936	3.783	3.297	3.548	<b>2.848</b>
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)			1.615	1.557	<b>1.536</b>
Prelievi idrici totali	(Mm <sup>3</sup> )	2.839,97	2.786,78	2.577,98	2.359,21	<b>2.206,36</b>
Totale acqua di produzione e/o processo estratta <sup>(a)</sup>		59,67	61,15	58,16	61,17	<b>61,32</b>
- di cui re-iniettata		23,32	27,11	25,18	20,82	<b>20,23</b>
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata		490,22	544,63	519,43	519,93	<b>735,89</b>
Numero totale di oil spill (>1 barile) <sup>(b)</sup>	(numero)	308	330	418	329	<b>386</b>
Volume totale di oil spill (>1 barile) <sup>(b)</sup>	(barili)	21.547	22.964	14.952	12.428	<b>7.903</b>
- da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	7.657	8.669	<b>6.002</b>
- operativi		6.259	4.269	7.295	3.759	<b>1.901</b>
Rifiuti da attività produttive prodotti	(ton)	1.078.839	1.400.488	1.309.135	1.378.385	<b>1.599.931</b>
Rifiuti da attività produttive pericolosi prodotti		418.120	489.108	476.552	365.695	<b>374.412</b>
Rifiuti da attività produttive non pericolosi prodotti		660.719	911.380	832.582	1.012.690	<b>1.225.519</b>
Spese e investimenti ambientali	(€ milioni)	1.231	916	893	743	<b>711</b>

(a) Dal 2012 include il contributo nell'acqua di produzione iniettata in pozzi profondi a scopo disposal.

(b) Nel 2011, a esclusione del settore E&P, sono compresi gli oil spill inferiori a un barile.


**capitale intellettuale**

Innovazione tecnologica		2009	2010	2011	2012	2013
Spese in R&S	(€ milioni)	287	275	246	263	<b>218</b>
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		233	218	190	211	<b>197</b>
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.019	1.019	925	975	<b>986</b>
Brevetti in vita		7.751	7.998	8.884	8.931	<b>9.427</b>
Knowledge management	(numero)	2009	2010	2011	2012	2013
Comunità/network di conoscenze per settore di applicazione		44	53	58	63	<b>65</b>
- business		38	48	53	53	<b>55</b>
- trasversale		6	5	5	10	<b>10</b>
Partecipanti a comunità/network di conoscenza per settore di applicazione		1.827	2.624	3.634	4.732	<b>5.676</b>
- business		1.601	2.385	3.376	4.098	<b>4.909</b>
- trasversale		226	239	258	634	<b>767</b>

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

(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-

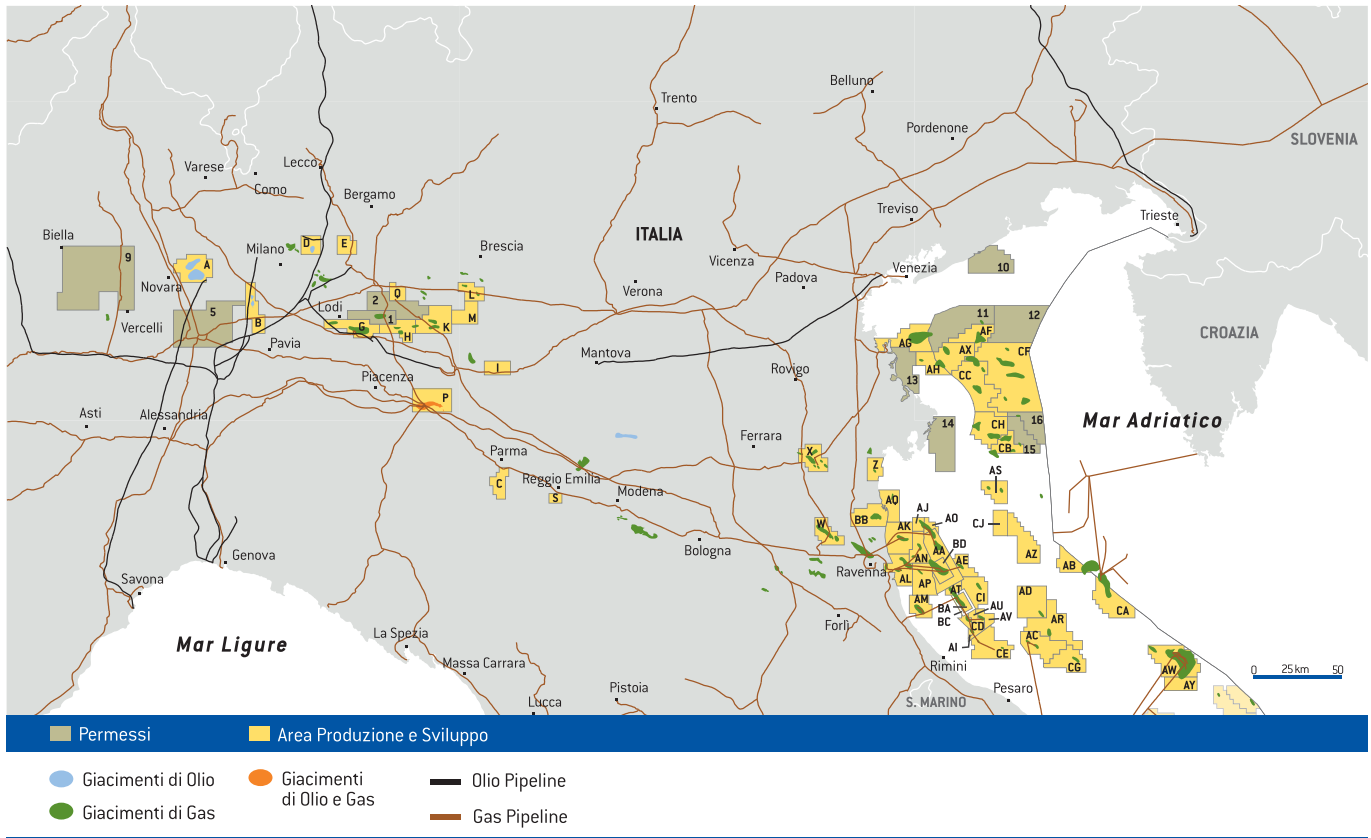
nibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.

- 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-

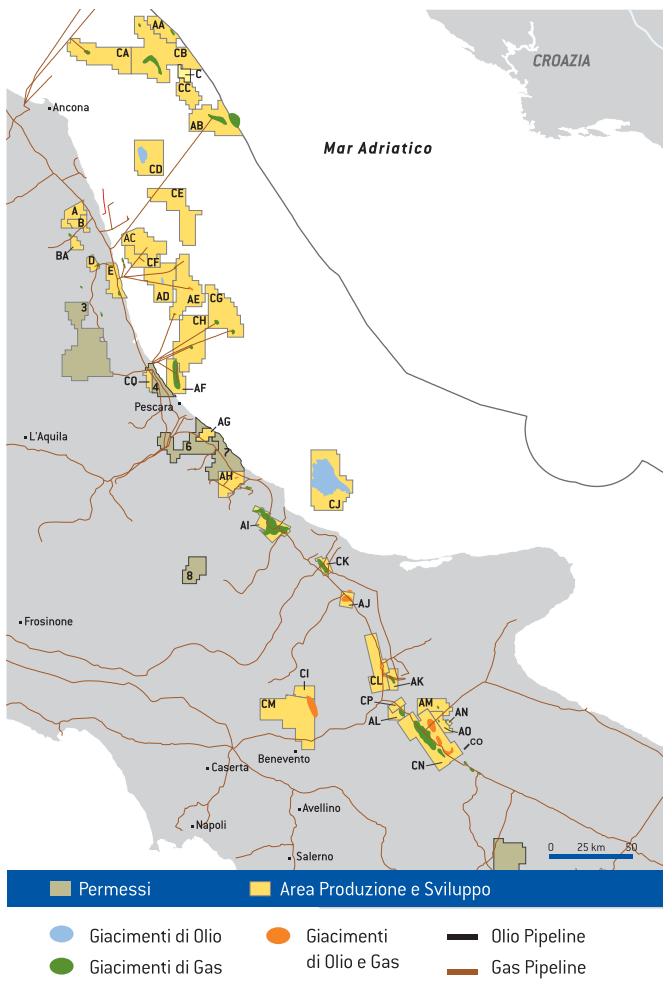
bili opportunità near field. Inoltre, nell'anno, è stata presentata alle Autorità competenti richiesta di un nuovo titolo minerario adiacente alle aree in produzione Eni.

#### 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.

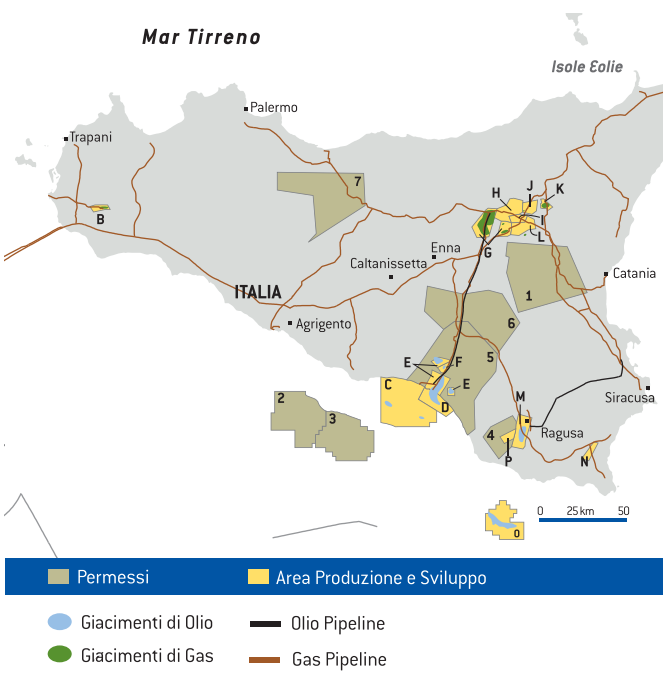
**Sviluppo** Prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo di Val d'Agri oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di 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, Tresauo, Giarone, Fiumetto e Prezioso.



**Sviluppo** Continua l'attività di manutenzione e ottimizzazione sui pozzi in produzione dei campi di Gela, Ragusa e Tresauo. 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.

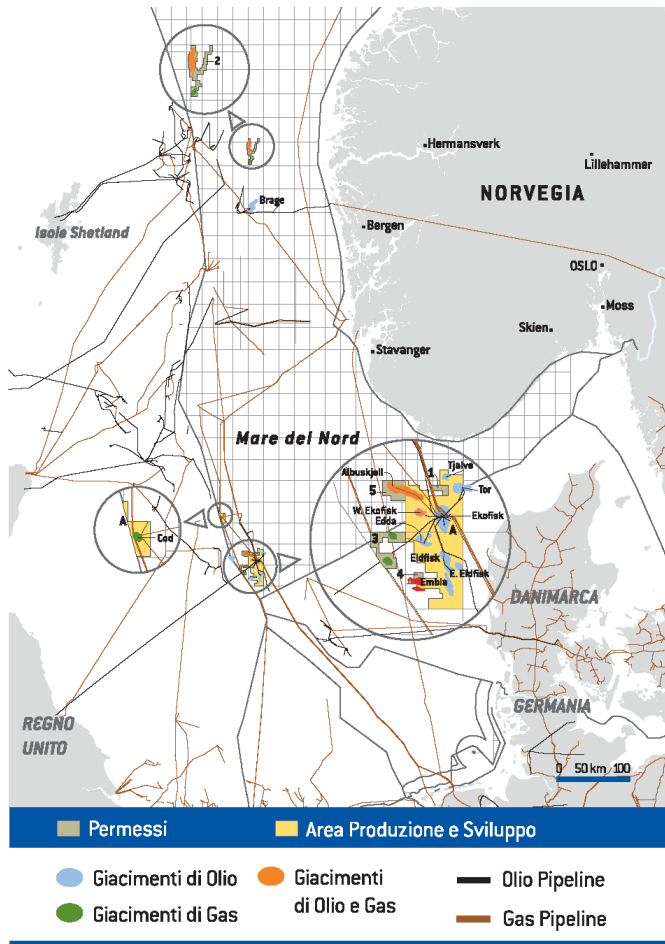
### Mare del Nord Norvegese

**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

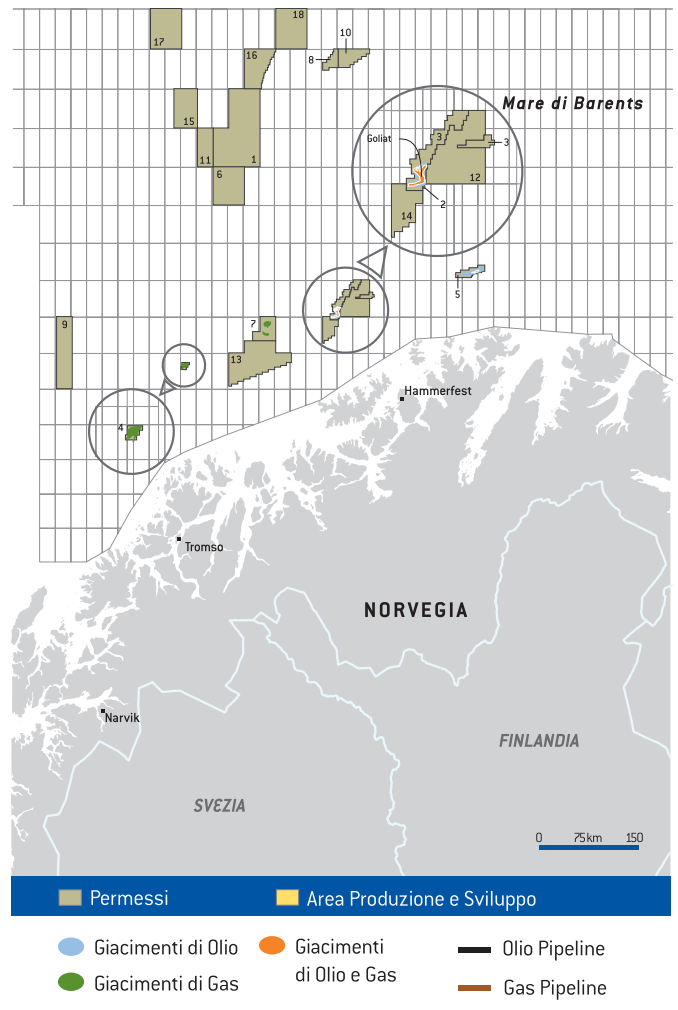
L'attività condotta nel Mare di Barents riguarda attualmente la fase esplorativa e di sviluppo. Eni partecipa in 18 licenze, di cui 13 come operatore. Si tratta di un'area strategica considerata l'entità delle risorse in sviluppo che dovrà avvenire nel rispetto dei più rigorosi standard di sicurezza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

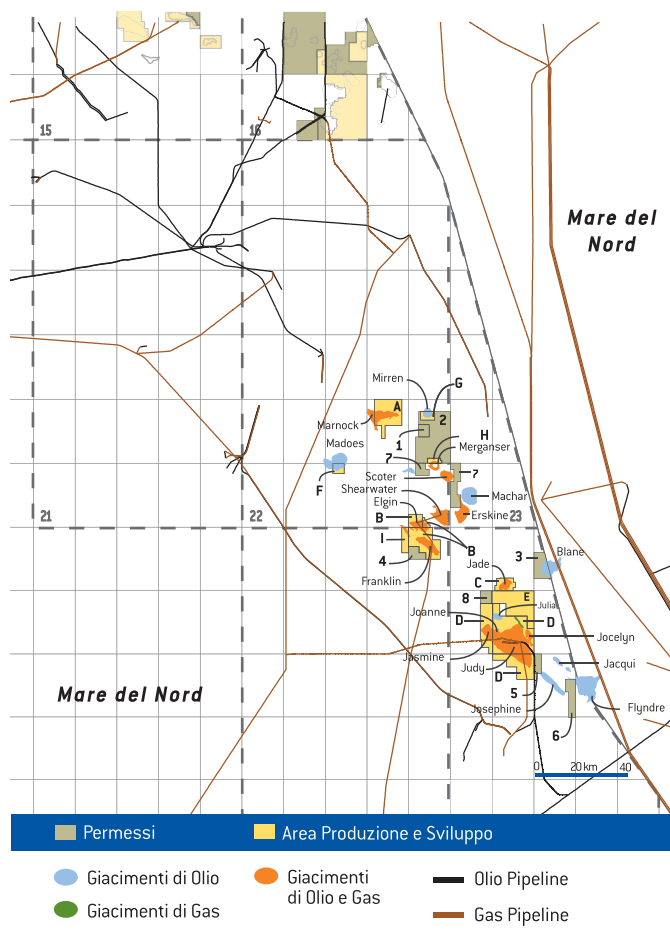
Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio titoli nel Paese, è stata perfezionata la cessione di 19 giacimenti in produzione/sviluppo e 11 asset esplorativi.

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

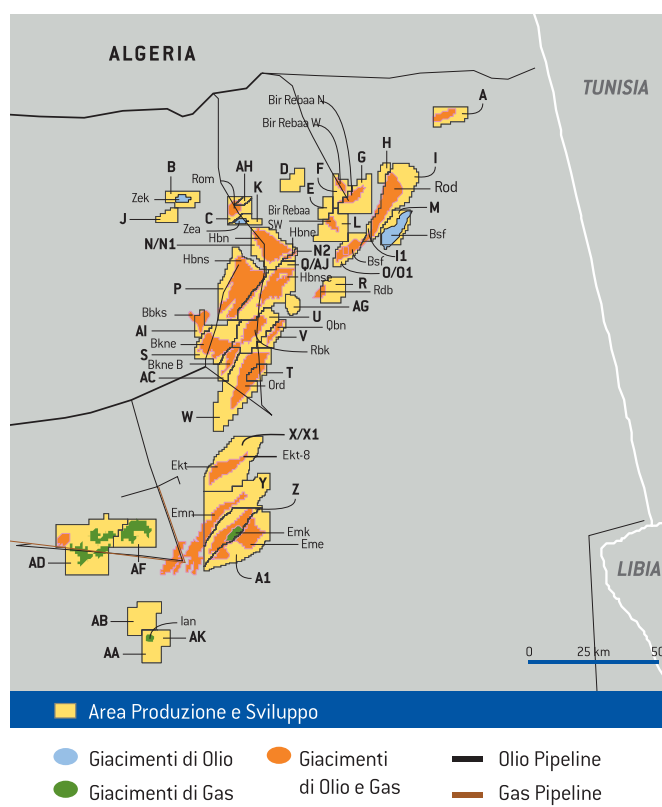
**Produzione** Nel 2013 l'area ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

### 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.

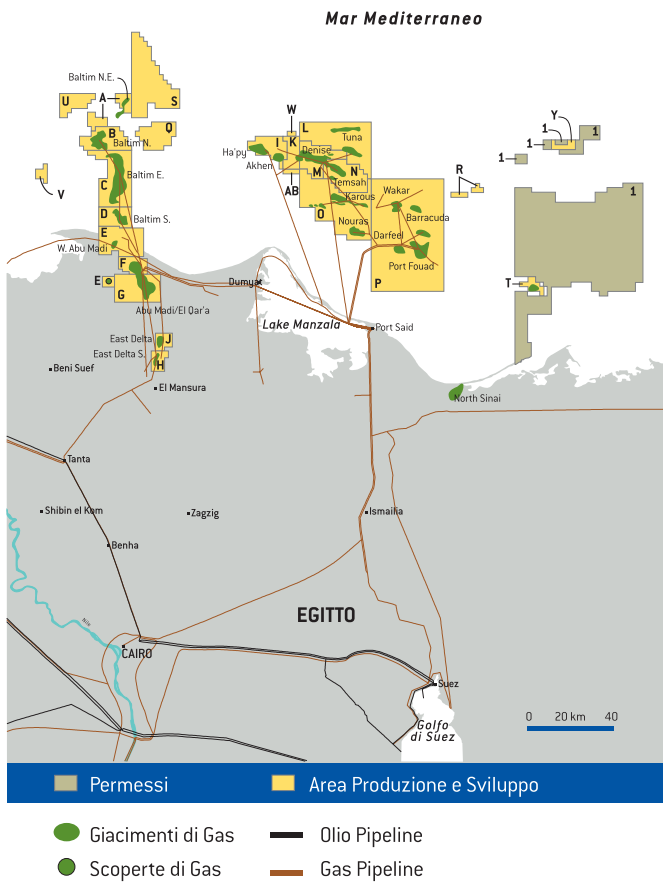
**El Tamsah**

**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

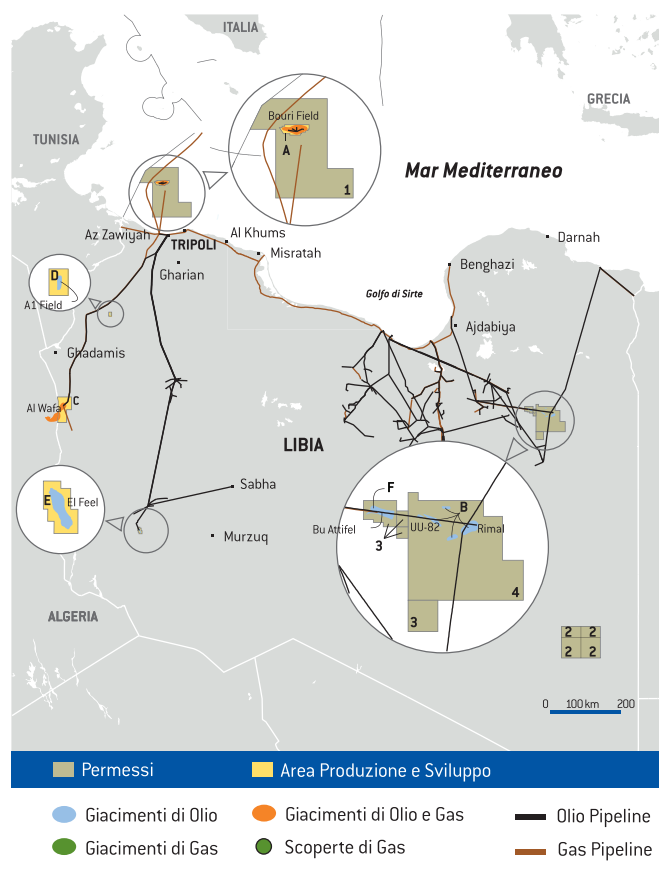
**Produzione** L'area, situata nel deserto libico orientale, comprende il giacimento a olio di Bu Attifel, scoperto nel 1967 e in produzione dal 1972, e il giacimento minore situato nel Blocco NC 125. Nel 2013 la produzione dell'area è stata di circa 53 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni).

## 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**

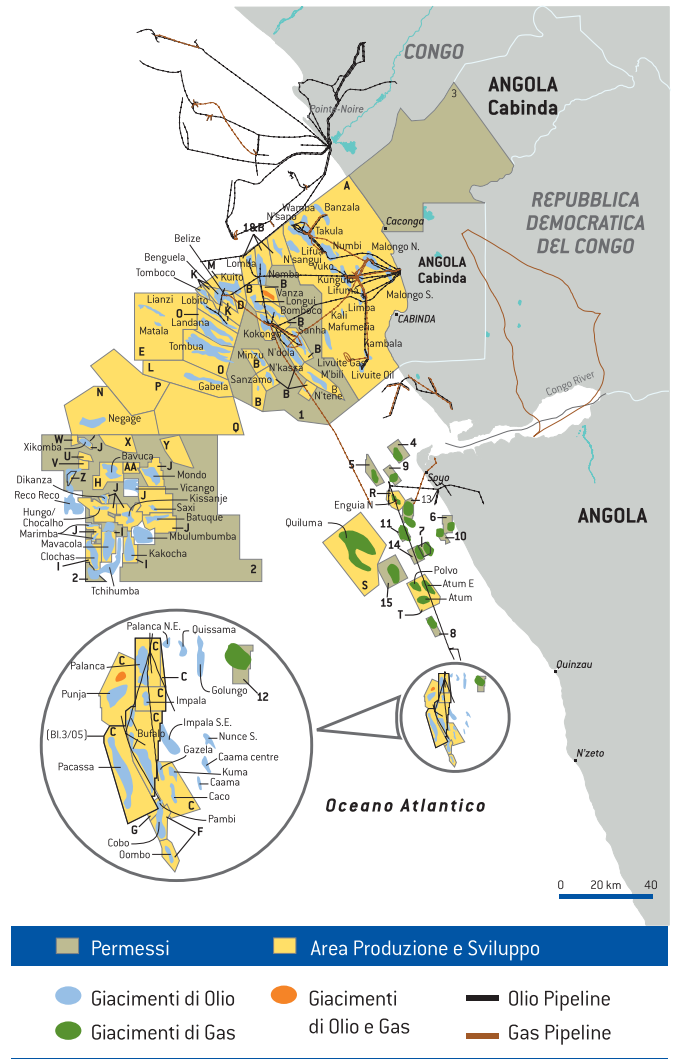
Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 87 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.489 chilometri quadrati (4.443 in quota Eni). I principali blocchi produttivi 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.





### 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.

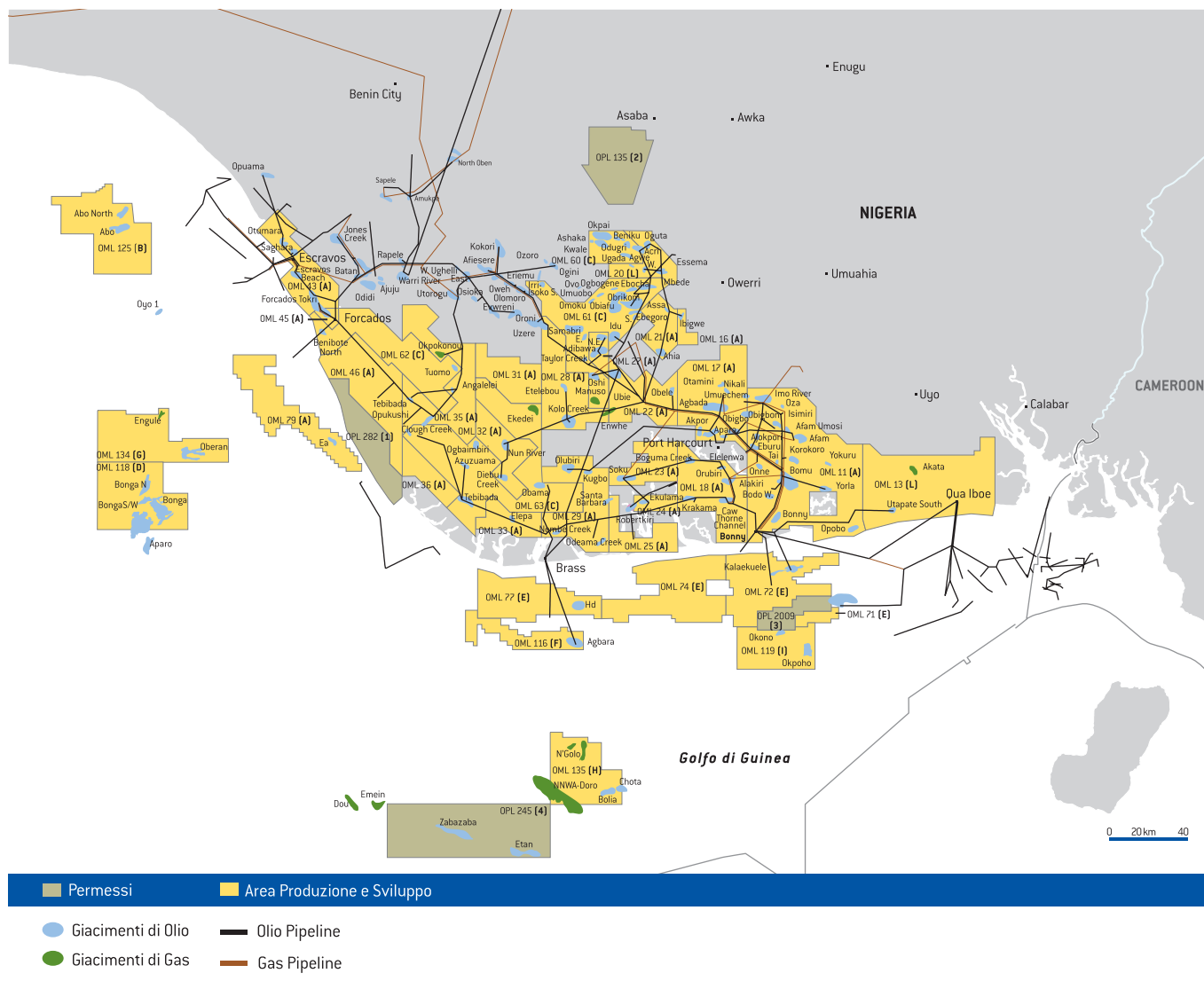
Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa in 22 blocchi onshore (Eni 5%) e in 5 blocchi dell'offshore convenzionale (Eni 12,86%).

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 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.



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.

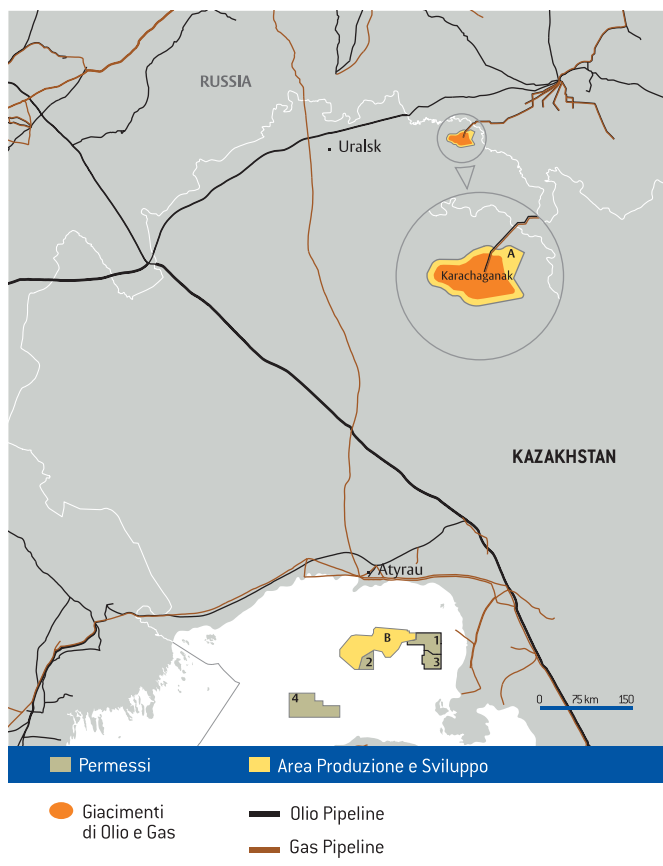
L'11 settembre 2013, a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti, è stata avviata la produzione del first oil del giacimento. Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli 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.

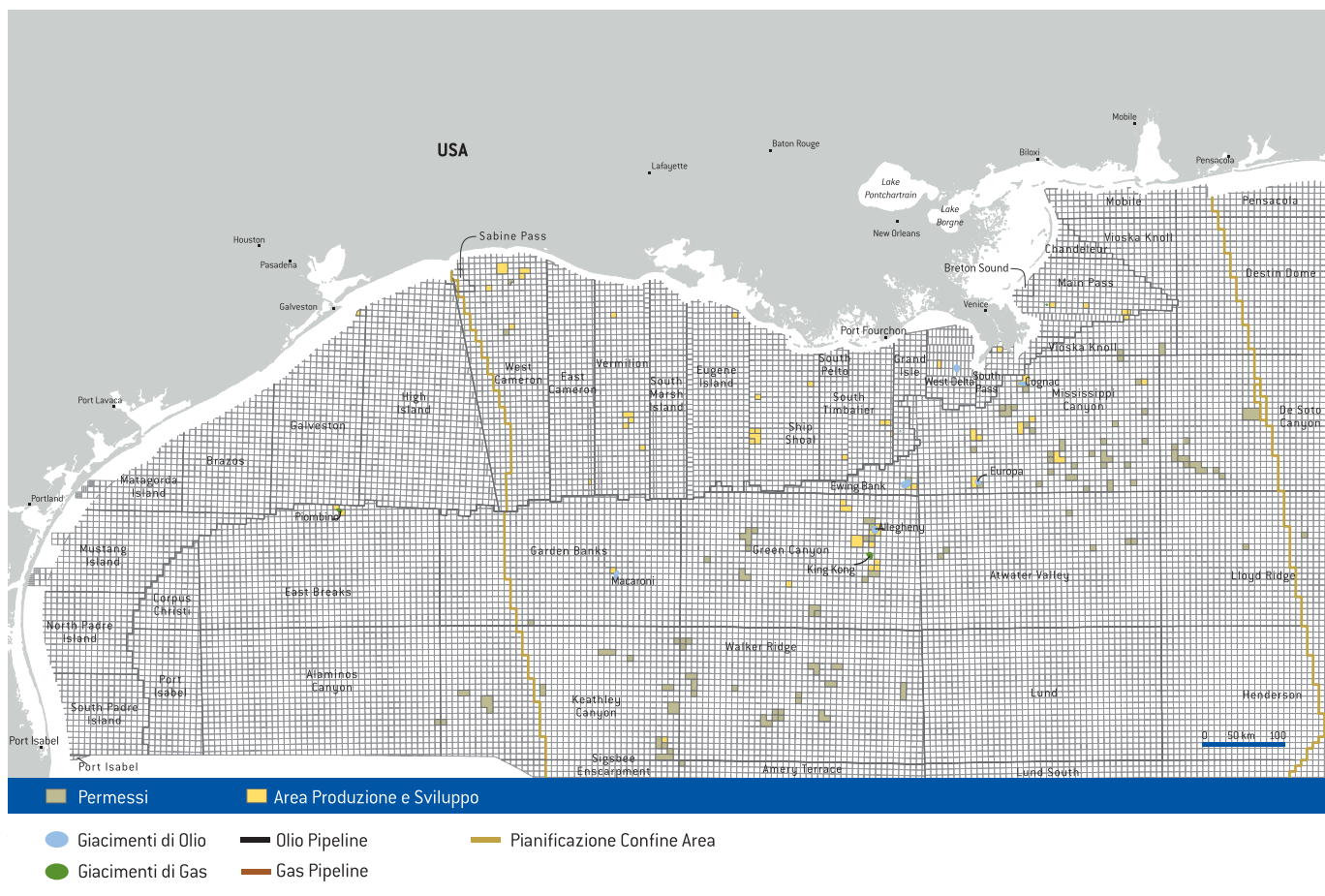
### Golfo del Messico

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 Mississipp-



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 <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>703</b>	<b>590</b>	<b>1.937</b>	<b>1.163</b>	<b>1.221</b>	<b>545</b>	<b>279</b>	<b>133</b>	<b>6.571</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>490</b>	<b>432</b>	<b>1.278</b>	<b>804</b>	<b>614</b>	<b>183</b>	<b>181</b>	<b>122</b>	<b>4.104</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>213</b>	<b>158</b>	<b>659</b>	<b>359</b>	<b>607</b>	<b>362</b>	<b>98</b>	<b>11</b>	<b>2.467</b>
<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
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>724</b>	<b>601</b>	<b>2.119</b>	<b>1.161</b>	<b>1.126</b>	<b>612</b>	<b>373</b>	<b>127</b>	<b>6.843</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>554</b>	<b>405</b>	<b>1.237</b>	<b>817</b>	<b>543</b>	<b>182</b>	<b>167</b>	<b>117</b>	<b>4.022</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>170</b>	<b>196</b>	<b>882</b>	<b>344</b>	<b>583</b>	<b>430</b>	<b>206</b>	<b>10</b>	<b>2.821</b>
<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
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>707</b>	<b>630</b>	<b>2.052</b>	<b>1.104</b>	<b>950</b>	<b>886</b>	<b>624</b>	<b>133</b>	<b>7.086</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>540</b>	<b>374</b>	<b>1.194</b>	<b>746</b>	<b>482</b>	<b>134</b>	<b>188</b>	<b>112</b>	<b>3.770</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>167</b>	<b>256</b>	<b>858</b>	<b>358</b>	<b>468</b>	<b>752</b>	<b>436</b>	<b>21</b>	<b>3.316</b>
<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
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>524</b>	<b>591</b>	<b>1.935</b>	<b>1.129</b>	<b>1.041</b>	<b>852</b>	<b>966</b>	<b>128</b>	<b>7.166</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>406</b>	<b>349</b>	<b>1.100</b>	<b>716</b>	<b>458</b>	<b>190</b>	<b>190</b>	<b>107</b>	<b>3.516</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>118</b>	<b>242</b>	<b>835</b>	<b>413</b>	<b>583</b>	<b>662</b>	<b>776</b>	<b>21</b>	<b>3.650</b>
<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
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>499</b>	<b>557</b>	<b>1.802</b>	<b>1.230</b>	<b>1.035</b>	<b>270</b>	<b>966</b>	<b>176</b>	<b>6.535</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>408</b>	<b>343</b>	<b>1.022</b>	<b>701</b>	<b>566</b>	<b>93</b>	<b>171</b>	<b>123</b>	<b>3.427</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>91</b>	<b>214</b>	<b>780</b>	<b>529</b>	<b>469</b>	<b>177</b>	<b>795</b>	<b>53</b>	<b>3.108</b>
<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)									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>233</b>	<b>351</b>	<b>908</b>	<b>777</b>	<b>849</b>	<b>144</b>	<b>169</b>	<b>32</b>	<b>3.463</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>141</b>	<b>218</b>	<b>669</b>	<b>548</b>	<b>291</b>	<b>52</b>	<b>93</b>	<b>23</b>	<b>2.035</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>92</b>	<b>133</b>	<b>239</b>	<b>229</b>	<b>558</b>	<b>92</b>	<b>76</b>	<b>9</b>	<b>1.428</b>
<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
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>248</b>	<b>349</b>	<b>997</b>	<b>756</b>	<b>788</b>	<b>183</b>	<b>273</b>	<b>29</b>	<b>3.623</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>183</b>	<b>207</b>	<b>674</b>	<b>537</b>	<b>251</b>	<b>44</b>	<b>87</b>	<b>20</b>	<b>2.003</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>65</b>	<b>142</b>	<b>323</b>	<b>219</b>	<b>537</b>	<b>139</b>	<b>186</b>	<b>9</b>	<b>1.620</b>
<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
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>259</b>	<b>372</b>	<b>934</b>	<b>692</b>	<b>653</b>	<b>216</b>	<b>283</b>	<b>25</b>	<b>3.434</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>184</b>	<b>195</b>	<b>638</b>	<b>487</b>	<b>215</b>	<b>34</b>	<b>117</b>	<b>25</b>	<b>1.895</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>75</b>	<b>177</b>	<b>296</b>	<b>205</b>	<b>438</b>	<b>182</b>	<b>166</b>		<b>1.539</b>
<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
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>921</b>	<b>688</b>	<b>670</b>	<b>196</b>	<b>273</b>	<b>24</b>	<b>3.350</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>165</b>	<b>180</b>	<b>601</b>	<b>456</b>	<b>203</b>	<b>49</b>	<b>128</b>	<b>24</b>	<b>1.806</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>62</b>	<b>171</b>	<b>320</b>	<b>232</b>	<b>467</b>	<b>147</b>	<b>145</b>		<b>1.544</b>
<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
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>846</b>	<b>738</b>	<b>679</b>	<b>129</b>	<b>263</b>	<b>22</b>	<b>3.227</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>177</b>	<b>179</b>	<b>577</b>	<b>465</b>	<b>295</b>	<b>38</b>	<b>115</b>	<b>20</b>	<b>1.866</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>43</b>	<b>151</b>	<b>269</b>	<b>273</b>	<b>384</b>	<b>91</b>	<b>148</b>	<b>2</b>	<b>1.361</b>
<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 <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>76.556</b>	<b>39.066</b>	<b>167.326</b>	<b>62.636</b>	<b>60.571</b>	<b>65.173</b>	<b>17.851</b>	<b>16.280</b>	<b>505.459</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>56.643</b>	<b>34.853</b>	<b>99.038</b>	<b>41.572</b>	<b>52.651</b>	<b>21.402</b>	<b>14.352</b>	<b>15.991</b>	<b>336.502</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>19.913</b>	<b>4.213</b>	<b>68.288</b>	<b>21.064</b>	<b>7.920</b>	<b>43.771</b>	<b>3.499</b>	<b>289</b>	<b>168.957</b>
<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
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>74.877</b>	<b>39.659</b>	<b>176.463</b>	<b>63.578</b>	<b>53.063</b>	<b>67.694</b>	<b>15.629</b>	<b>15.393</b>	<b>506.356</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>58.379</b>	<b>31.220</b>	<b>88.416</b>	<b>43.991</b>	<b>45.893</b>	<b>21.907</b>	<b>12.384</b>	<b>15.268</b>	<b>317.458</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>16.498</b>	<b>8.439</b>	<b>88.047</b>	<b>19.587</b>	<b>7.170</b>	<b>45.787</b>	<b>3.245</b>	<b>125</b>	<b>188.898</b>
<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
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>70.520</b>	<b>40.410</b>	<b>175.871</b>	<b>64.766</b>	<b>46.642</b>	<b>105.285</b>	<b>53.714</b>	<b>17.103</b>	<b>574.311</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>55.989</b>	<b>28.159</b>	<b>87.427</b>	<b>40.807</b>	<b>41.917</b>	<b>15.623</b>	<b>11.124</b>	<b>13.909</b>	<b>294.955</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>14.531</b>	<b>12.251</b>	<b>88.444</b>	<b>23.959</b>	<b>4.725</b>	<b>89.662</b>	<b>42.590</b>	<b>3.194</b>	<b>279.356</b>
<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
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>46.201</b>	<b>37.319</b>	<b>157.878</b>	<b>68.348</b>	<b>57.701</b>	<b>102.108</b>	<b>107.715</b>	<b>16.197</b>	<b>593.467</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>37.512</b>	<b>26.186</b>	<b>77.473</b>	<b>40.477</b>	<b>39.686</b>	<b>21.926</b>	<b>9.617</b>	<b>13.003</b>	<b>265.880</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>8.689</b>	<b>11.133</b>	<b>80.405</b>	<b>27.871</b>	<b>18.015</b>	<b>80.182</b>	<b>98.098</b>	<b>3.194</b>	<b>327.587</b>
<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
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.583</b>	<b>76.552</b>	<b>55.402</b>	<b>21.892</b>	<b>109.352</b>	<b>24.001</b>	<b>514.452</b>
<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
<b>Sviluppate</b>	<b>35.835</b>	<b>25.587</b>	<b>69.282</b>	<b>36.666</b>	<b>42.144</b>	<b>8.483</b>	<b>8.920</b>	<b>15.894</b>	<b>242.811</b>
<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
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.494</b>	<b>9.754</b>	<b>79.301</b>	<b>39.886</b>	<b>13.258</b>	<b>13.409</b>	<b>100.432</b>	<b>8.107</b>	<b>271.641</b>
<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 <sup>(a)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>169</b>	<b>183</b>	<b>186</b>	<b>189</b>	<b>186</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>247</b>	<b>222</b>	<b>216</b>	<b>178</b>	<b>155</b>
Croazia		17	8	5	5	8
Norvegia		126	123	131	126	106
Regno Unito		104	91	80	47	41
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>573</b>	<b>602</b>	<b>438</b>	<b>586</b>	<b>556</b>
Algeria		83	77	72	78	88
Egitto		230	232	236	235	227
Libia		244	273	112	258	228
Tunisia		16	20	18	15	13
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>360</b>	<b>400</b>	<b>370</b>	<b>345</b>	<b>332</b>
Angola		130	118	102	87	87
Congo		102	110	108	104	120
Nigeria		128	172	160	154	125
<b>Kazakhstan</b>		<b>115</b>	<b>108</b>	<b>106</b>	<b>102</b>	<b>100</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>135</b>	<b>131</b>	<b>112</b>	<b>129</b>	<b>144</b>
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
<b>America</b>		<b>153</b>	<b>143</b>	<b>125</b>	<b>135</b>	<b>116</b>
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
<b>Australia e Oceania</b>		<b>17</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>30</b>
Australia		17	26	28	37	30
<b>Totale estero</b>		<b>1.600</b>	<b>1.632</b>	<b>1.395</b>	<b>1.512</b>	<b>1.433</b>
		<b>1.769</b>	<b>1.815</b>	<b>1.581</b>	<b>1.701</b>	<b>1.619</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>23</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>35</b>	<b>54</b>
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)
<b>Produzione venduta di idrocarburi <sup>(b)</sup></b>		<b>622,8</b>	<b>638,0</b>	<b>548,5</b>	<b>598,7</b>	<b>555,3</b>
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
<b>Italia</b>		<b>56</b>	<b>61</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>71</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>133</b>	<b>121</b>	<b>120</b>	<b>95</b>	<b>77</b>
Norvegia		78	74	80	74	60
Regno Unito		55	47	40	21	17
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>292</b>	<b>301</b>	<b>209</b>	<b>271</b>	<b>252</b>
Algeria		80	74	69	71	73
Egitto		91	96	91	88	93
Libia		108	116	36	101	76
Tunisia		13	15	13	11	10
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>312</b>	<b>321</b>	<b>278</b>	<b>247</b>	<b>242</b>
Angola		125	113	95	80	79
Congo		97	98	87	82	90
Nigeria		90	110	96	85	73
<b>Kazakhstan</b>		<b>70</b>	<b>65</b>	<b>64</b>	<b>61</b>	<b>61</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>57</b>	<b>48</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>49</b>
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
<b>America</b>		<b>79</b>	<b>71</b>	<b>65</b>	<b>83</b>	<b>71</b>
Brasile				1	2	
Ecuador		14	11	7	25	13
Stati Uniti		57	49	48	47	48
Venezuela		8	11	9	9	10
<b>Australia e Oceania</b>		<b>8</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>10</b>
Australia		8	9	11	18	10
<b>Totale estero</b>		<b>951</b>	<b>936</b>	<b>781</b>	<b>819</b>	<b>762</b>
		<b>1.007</b>	<b>997</b>	<b>845</b>	<b>882</b>	<b>833</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>17</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
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 <sup>(a)</sup>	(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
		<b>1.716</b>	<b>1.757</b>	<b>1.523</b>	<b>1.631</b>	<b>1.537</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>21</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>33</b>	<b>50</b>
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 <sup>(a)</sup>	[milioni di metri cubi/giorno]	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>18,5</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>19,7</b>	<b>17,9</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>18,6</b>	<b>15,9</b>	<b>15,2</b>	<b>13,0</b>	<b>12,2</b>
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
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>45,7</b>	<b>47,4</b>	<b>36,0</b>	<b>49,0</b>	<b>47,4</b>
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
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>7,8</b>	<b>12,5</b>	<b>14,4</b>	<b>15,2</b>	<b>14,0</b>
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
<b>Kazakhstan</b>		<b>7,3</b>	<b>6,7</b>	<b>6,5</b>	<b>6,3</b>	<b>6,0</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>12,6</b>	<b>13,1</b>	<b>12,1</b>	<b>13,3</b>	<b>14,7</b>
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
<b>America</b>		<b>12,0</b>	<b>11,2</b>	<b>9,5</b>	<b>8,1</b>	<b>7,0</b>
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
<b>Australia e Oceania</b>		<b>1,4</b>	<b>2,7</b>	<b>2,8</b>	<b>2,9</b>	<b>3,1</b>
Australia		1,4	2,7	2,8	2,9	3,1
<b>Totale estero</b>		<b>105,4</b>	<b>109,5</b>	<b>96,5</b>	<b>107,8</b>	<b>104,4</b>
		<b>123,9</b>	<b>128,6</b>	<b>115,6</b>	<b>127,5</b>	<b>122,3</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>
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 <sup>(b)</sup>	[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
		<b>115</b>	<b>120</b>	<b>107</b>	<b>117</b>	<b>110</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>5</b>
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
<b>Petrolio e condensati</b>										
(\$/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	
	<b>57,02</b>	<b>44,43</b>	<b>72,95</b>	<b>58,86</b>	<b>102,47</b>	<b>84,78</b>	<b>103,06</b>	<b>77,94</b>	<b>100,20</b>	<b>64,92</b>
<b>Gas naturale</b>										
(\$/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	
	<b>198,38</b>	<b>240,51</b>	<b>212,06</b>	<b>308,21</b>	<b>227,36</b>	<b>490,34</b>	<b>252,28</b>	<b>217,44</b>	<b>261,66</b>	<b>141,43</b>
<b>Idrocarburi</b>										
(\$/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	
	<b>46,90</b>	<b>42,82</b>	<b>55,59</b>	<b>56,10</b>	<b>72,20</b>	<b>83,15</b>	<b>73,65</b>	<b>59,25</b>	<b>72,97</b>	<b>37,57</b>
<b>Gruppo Eni</b>		<b>2009</b>		<b>2010</b>		<b>2011</b>		<b>2012</b>		<b>2013</b>
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)		<b>46,90</b>		<b>55,60</b>		<b>72,26</b>		<b>73,39</b>		<b>71,87</b>

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

## Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2013

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a)</sup> <sup>(b)</sup> sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> <sup>(b)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
<b>EUROPA</b>		<b>264</b>	<b>16.170</b>	<b>10.907</b>	<b>40.753</b>	<b>26.111</b>		<b>121</b>	<b>94</b>
<b>Italia</b>	<b>1926</b>	<b>151</b>	<b>10.663</b>	<b>8.948</b>	<b>10.815</b>	<b>8.334</b>	<b>Onshore/Offshore</b>	<b>81</b>	<b>68</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>113</b>	<b>5.507</b>	<b>1.959</b>	<b>29.938</b>	<b>17.777</b>		<b>40</b>	<b>26</b>
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		
<b>AFRICA</b>		<b>280</b>	<b>66.341</b>	<b>20.131</b>	<b>185.574</b>	<b>116.965</b>		<b>275</b>	<b>130</b>
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>116</b>	<b>32.560</b>	<b>14.150</b>	<b>14.334</b>	<b>6.262</b>		<b>110</b>	<b>50</b>
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
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>164</b>	<b>33.781</b>	<b>5.981</b>	<b>171.240</b>	<b>110.703</b>		<b>165</b>	<b>80</b>
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		
<b>ASIA</b>		<b>70</b>	<b>19.013</b>	<b>6.650</b>	<b>168.024</b>	<b>72.664</b>		<b>31</b>	<b>25</b>
<b>Kazakhstan</b>	<b>1992</b>	<b>6</b>	<b>2.391</b>	<b>442</b>	<b>2.542</b>	<b>427</b>	<b>Onshore/Offshore</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>64</b>	<b>16.622</b>	<b>6.208</b>	<b>165.482</b>	<b>72.237</b>		<b>30</b>	<b>20</b>
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		
<b>AMERICA</b>		<b>348</b>	<b>4.809</b>	<b>3.141</b>	<b>15.268</b>	<b>6.065</b>		<b>65</b>	<b>18</b>
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
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>		<b>14</b>	<b>1.140</b>	<b>709</b>	<b>22.436</b>	<b>12.913</b>		<b>3</b>	<b>2</b>
Australia	2001	14	1.140	709	22.436	12.913	Offshore	3	2
<b>Totale</b>		<b>976</b>	<b>107.473</b>	<b>41.538</b>	<b>432.055</b>	<b>234.718</b>		<b>495</b>	<b>269</b>

(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
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>		<b>697</b>		<b>754</b>	<b>43</b>	<b>109</b>
Africa Settentrionale		351		57	14	109
Africa Sub-Sahariana		73		697	27	
Resto dell'Asia		94				
America		179			2	
<b>Esplorazione</b>		<b>1.228</b>	<b>1.012</b>	<b>1.210</b>	<b>1.850</b>	<b>1.669</b>
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
<b>Sviluppo</b>		<b>7.478</b>	<b>8.578</b>	<b>7.357</b>	<b>8.304</b>	<b>8.580</b>
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
<b>Altro</b>		<b>83</b>	<b>100</b>	<b>114</b>	<b>110</b>	<b>117</b>
		<b>9.486</b>	<b>9.690</b>	<b>9.435</b>	<b>10.307</b>	<b>10.475</b>

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
		<b>10,2</b>	<b>10,3</b>	<b>12,3</b>	<b>11,5</b>	<b>11,1</b>

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
	<b>93</b>	<b>96</b>	<b>127</b>	<b>125</b>	<b>143</b>	<b>142</b>	<b>147</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>(?)</b>

Perforazione esplorativa								
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress <sup>(b)</sup>	
	2011		2012		2013		2013	
	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	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
	<b>9,8</b>	<b>15,7</b>	<b>13,3</b>	<b>19,3</b>	<b>12,6</b>	<b>20,2</b>	<b>129,0</b>	<b>55,0</b>

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress	
	2011		2012		2013		2013	
	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	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
	<b>181,2</b>	<b>4,9</b>	<b>160,0</b>	<b>3,6</b>	<b>177,4</b>	<b>9,8</b>	<b>130,0</b>	<b>45,0</b>

Pozzi produttivi <sup>(d)</sup>				
(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
	<b>6.099,0</b>	<b>2.217,4</b>	<b>2.598,0</b>	<b>1.207,0</b>

(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 <sup>(\*)</sup>

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

[\*] 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

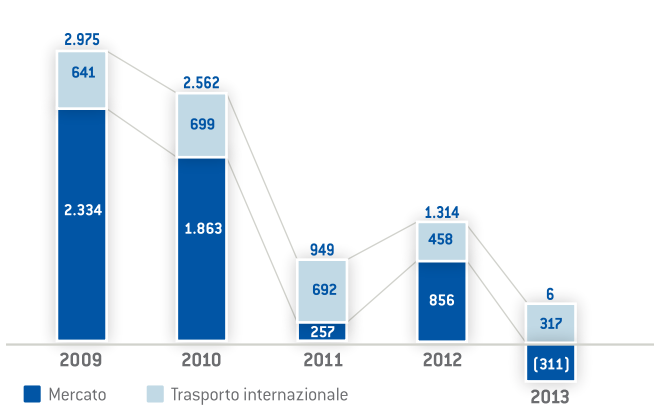
effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux,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

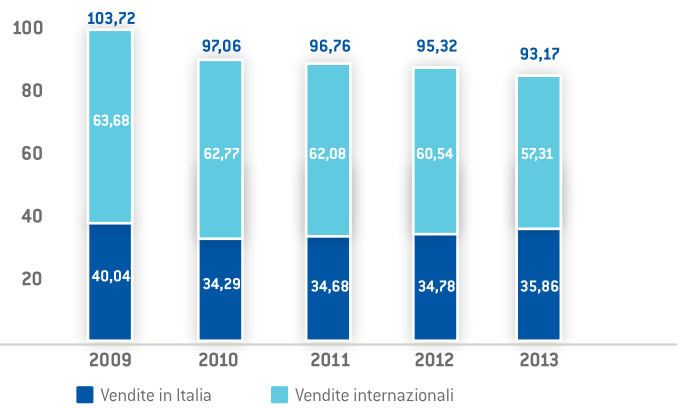
**EBITDA proforma adjusted**

(€ milioni)



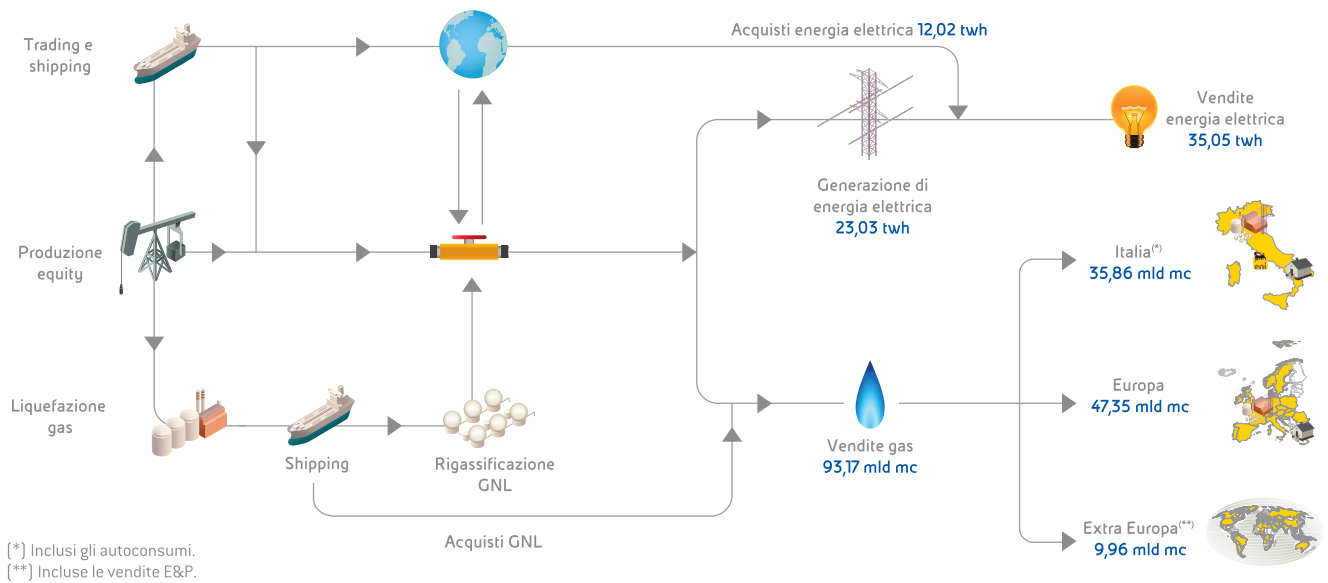
**Vendite di gas mondo**

(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.



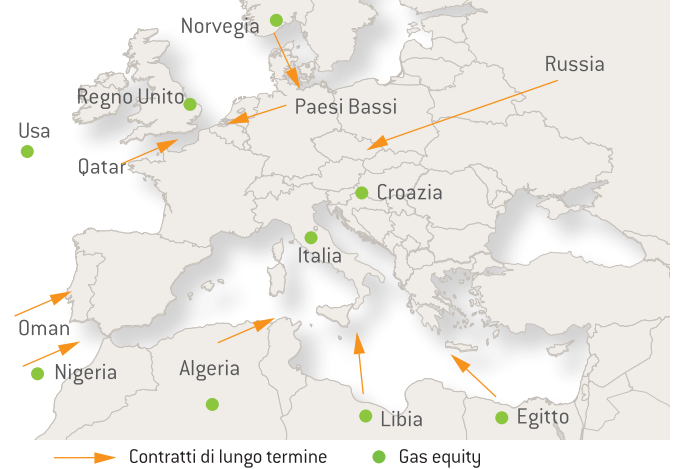
**1. Mercato**

**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**



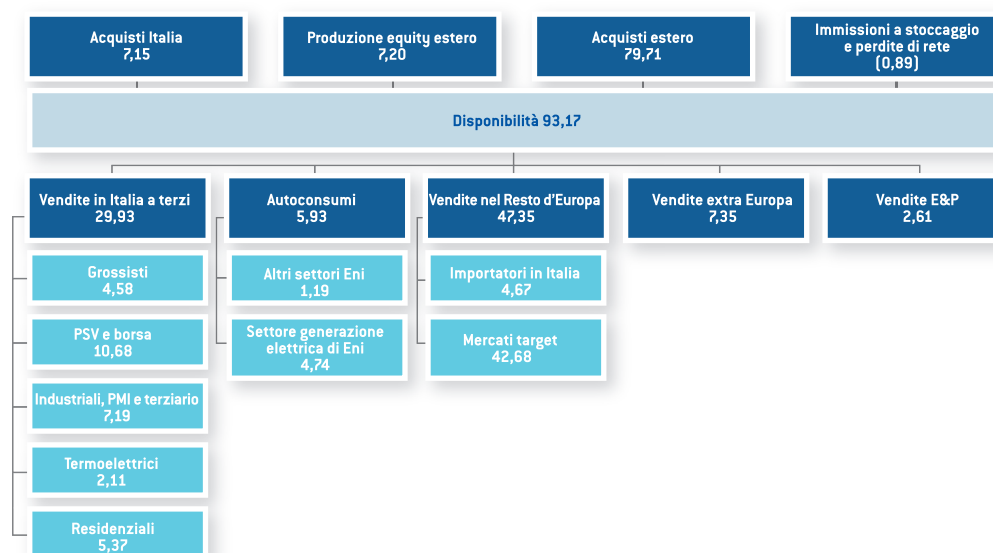
consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 14 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.).

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

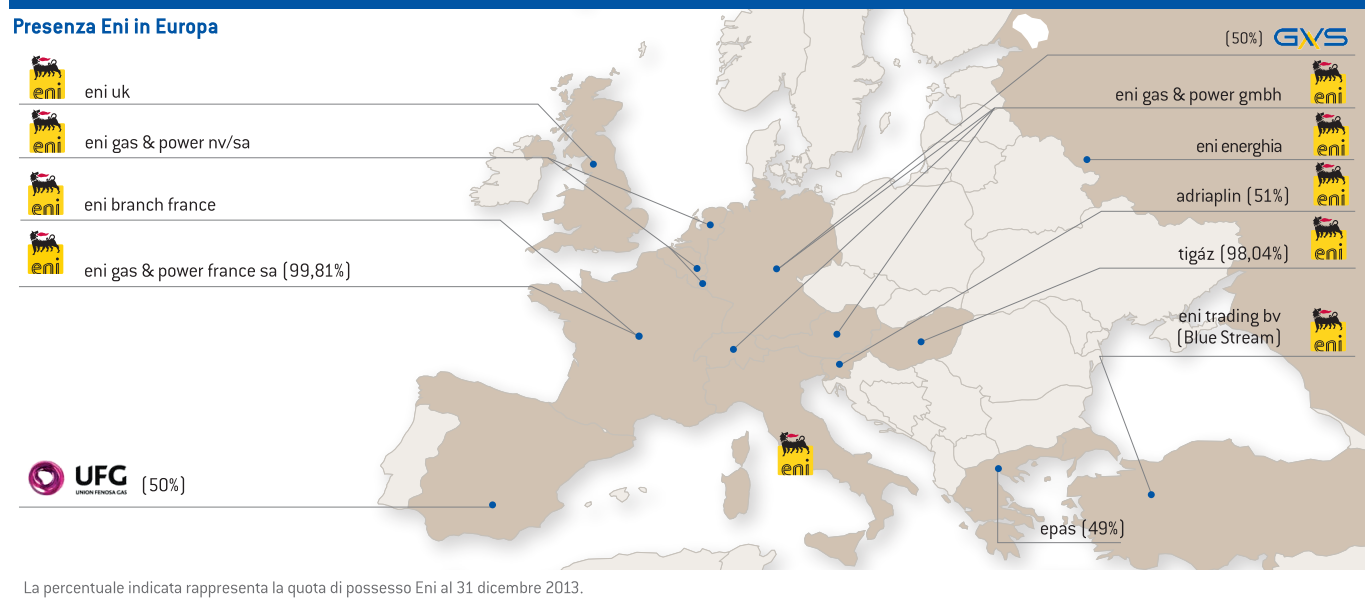
contesto di mercato caratterizzato dal calo strutturale della domanda di circa 6 punti percentuali sul mercato domestico (dell'1% rispetto al 2012 nell'Unione Europea) con previsione Eni di un livello di circa 490 miliardi di metri cubi al 2017, in linea con il 2013 e di molto inferiore alle proiezioni 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 (%)	
<b>Italia a terzi</b>	<b>28,35</b>	<b>37,8</b>	<b>29,93</b>	<b>42,7</b>	<b>5,6</b>
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)
<b>Autoconsumi</b>	<b>6,43</b>		<b>5,93</b>		<b>(7,8)</b>
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>34,78</b>	<b>46,4</b>	<b>35,86</b>	<b>51,2</b>	<b>3,1</b>
<b>Domanda Gas<sup>(a)</sup></b>	<b>74,91</b>		<b>70,07</b>		<b>(6,4)</b>

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>ITALIA</b>		<b>40,04</b>	<b>34,29</b>	<b>34,68</b>	<b>34,78</b>	<b>35,86</b>
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
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>		<b>63,68</b>	<b>62,77</b>	<b>62,08</b>	<b>60,54</b>	<b>57,31</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>55,45</b>	<b>54,52</b>	<b>52,98</b>	<b>51,02</b>	<b>47,35</b>
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
<b>Mercati extra europei</b>		<b>2,06</b>	<b>2,60</b>	<b>6,24</b>	<b>6,79</b>	<b>7,35</b>
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>6,17</b>	<b>5,65</b>	<b>2,86</b>	<b>2,73</b>	<b>2,61</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>103,72</b>	<b>97,06</b>	<b>96,76</b>	<b>95,32</b>	<b>93,17</b>

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

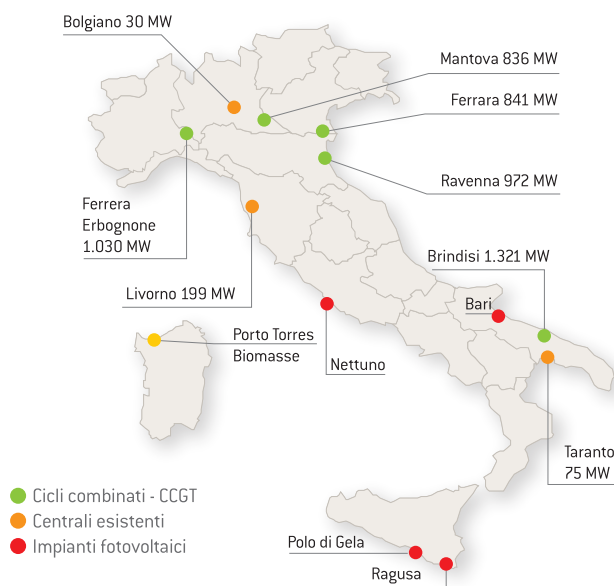
Nell'ambito del progetto upstream per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi/anno) destinato al mercato nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni 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 Erbognone, 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

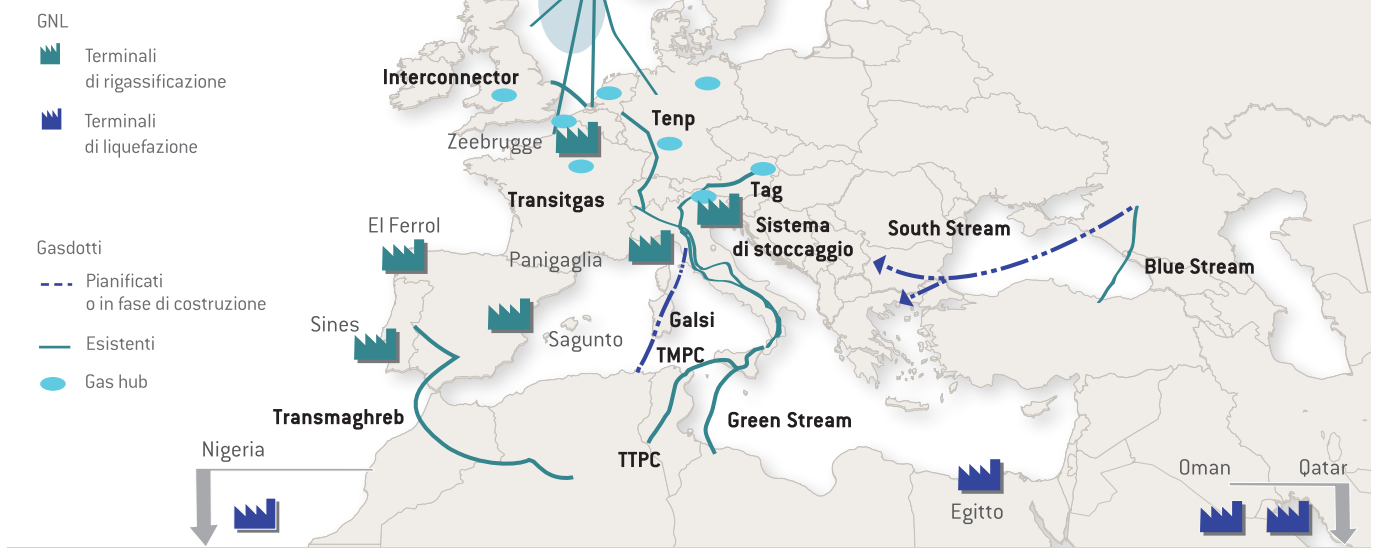
La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Eni stima che, su una produzione di energia elettrica e vapore di 26,5 TWh equivalenti, l'adozione della tecnologia CCGT consente 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
<b>Italia</b>		<b>6,86</b>	<b>7,29</b>	<b>7,22</b>	<b>7,55</b>	<b>7,15</b>
<b>Estero</b>						
Russia		22,02	14,29	21,00	19,83	<b>29,59</b>
Algeria (incluso il GNL)		13,82	16,23	13,94	14,45	<b>9,31</b>
Libia		9,14	9,36	2,32	6,55	<b>5,78</b>
Paesi Bassi		11,73	10,16	11,02	11,97	<b>13,06</b>
Norvegia		12,65	11,48	12,30	12,13	<b>9,16</b>
Regno Unito		3,06	4,14	3,57	3,20	<b>3,04</b>
Ungheria		0,63	0,66	0,61	0,61	<b>0,48</b>
Qatar (GNL)		2,91	2,90	2,90	2,88	<b>2,89</b>
Altri acquisti di gas naturale		4,49	4,42	6,16	5,43	<b>3,63</b>
Altri acquisti di GNL		1,34	1,56	2,23	2,09	<b>1,58</b>
		<b>81,79</b>	<b>75,20</b>	<b>76,05</b>	<b>79,14</b>	<b>78,52</b>
<b>Totale approvvigionamenti delle società consolidate</b>		<b>88,65</b>	<b>82,49</b>	<b>83,27</b>	<b>86,69</b>	<b>85,67</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,25	(0,20)	1,79	(1,35)	<b>(0,58)</b>
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,28)	<b>(0,31)</b>
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>89,60</b>	<b>82,18</b>	<b>84,85</b>	<b>85,06</b>	<b>84,78</b>
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE</b>		<b>7,95</b>	<b>9,23</b>	<b>9,05</b>	<b>7,53</b>	<b>5,78</b>
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>6,17</b>	<b>5,65</b>	<b>2,86</b>	<b>2,73</b>	<b>2,61</b>
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>		<b>103,72</b>	<b>97,06</b>	<b>96,76</b>	<b>95,32</b>	<b>93,17</b>

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

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

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 <sup>(a)</sup>		1,27	1,36	1,13	1,34	1,05
<b>Vendite di energia elettrica</b>		<b>33,96</b>	<b>39,54</b>	<b>40,28</b>	<b>42,58</b>	<b>35,05</b>
<b>Produzione di energia elettrica</b>		<b>24,09</b>	<b>25,63</b>	<b>25,23</b>	<b>25,67</b>	<b>23,03</b>
<b>Acquisti di energia elettrica</b>		<b>9,87</b>	<b>13,91</b>	<b>15,05</b>	<b>16,91</b>	<b>12,02</b>

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

Centrali elettriche EniPower	Capacità installata <sup>(a)</sup> al 31/12/2013	Capacità installata a regime (2017) <sup>(b)</sup>	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 <sup>(c)</sup>	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
	<b>5.308</b>	<b>5,4</b>			

(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
<b>Acquisti</b>						
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
<b>Produzioni</b>						
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
<b>Capacità installata (in esercizio)</b>	(GW)	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>

Infrastrutture di trasporto						
Tratta	Linee	Lunghezza complessiva	Diametro	Capacità di trasporto <sup>(a)</sup>	Capacità di transito <sup>(b)</sup>	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
<b>Italia</b>		<b>85</b>	<b>155</b>	<b>132</b>	<b>174</b>	<b>163</b>
<b>Estero</b>		<b>122</b>	<b>110</b>	<b>60</b>	<b>51</b>	<b>69</b>
		<b>207</b>	<b>265</b>	<b>192</b>	<b>225</b>	<b>232</b>
<b>Mercato</b>		<b>175</b>	<b>248</b>	<b>184</b>	<b>212</b>	<b>209</b>
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
<b>Trasporto internazionale</b>		<b>32</b>	<b>17</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>23</b>
		<b>207</b>	<b>265</b>	<b>192</b>	<b>225</b>	<b>232</b>

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

(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<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>, 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".

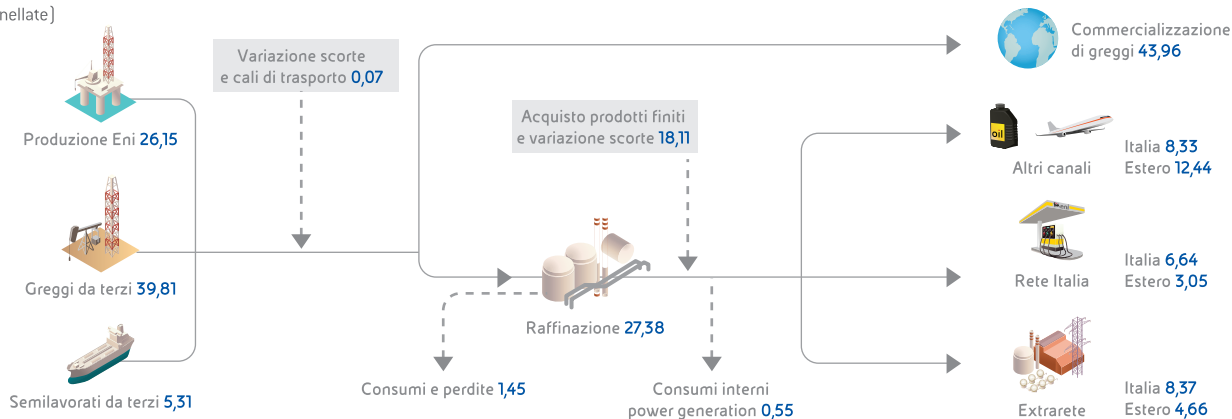
Le vendite rete nel Resto d'Europa, pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, quasi completamente compensati dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.

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%.

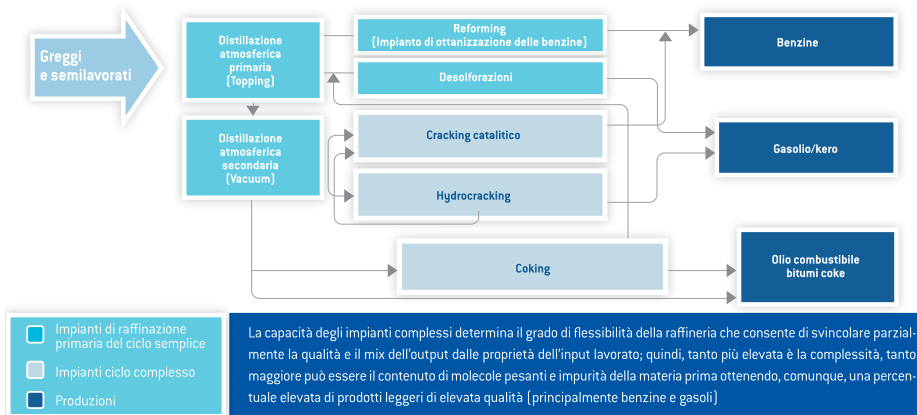
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2013 sono state di 27,38 milioni di tonnellate, di cui 22,56 milioni di tonnellate

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%)	Capacità di distillazione (quota Eni)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) <sup>(a)</sup>	Conversione equivalente	Cracking catalitico a letto fluido - FCC	Residue Conversion	Go-Finer/ Mild Hydro-cracking	Mild Hydro-cracking/ Hydro-cracking	Visbreaking/ Thermal Cracking	Coking	Tasso di utilizzo della capacità di distillazione (quota Eni)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)
	(%)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(%)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(mg/bbl/g)	(%)	(%)
<b>Raffinerie di proprietà</b>		<b>685</b>	<b>685</b>	<b>574</b>	<b>68</b>	<b>69</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>66</b>	<b>89</b>	<b>46</b>	<b>61</b>	<b>66</b>
<b>Italia</b>													
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
<b>Raffinerie partecipate<sup>(b)</sup></b>		<b>874</b>	<b>245</b>	<b>213</b>	<b>47</b>	<b>167</b>	<b>25</b>		<b>99</b>	<b>27</b>		<b>79</b>	<b>84</b>
<b>Italia</b>													
Milazzo	50	248	124	100	60	45	25		32			77	83
<b>Germania</b>													
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	215	43	41	36	49			43			92	92
Schwedt	8,33	231	19	19	42	49				27		95	94
<b>Repubblica Ceca</b>													
Kralupy e Litvinov (Ceská Rafinerska)	32,4	180	58	53	30	24			24			78	78
<b>TOTALE RAFFINERIE</b>		<b>1.559</b>	<b>930</b>	<b>787</b>	<b>62</b>	<b>236</b>	<b>60</b>	<b>37</b>	<b>165</b>	<b>116</b>	<b>46</b>	<b>72</b>	<b>71</b>

(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 desolfurazione. 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<sub>x</sub>") 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.

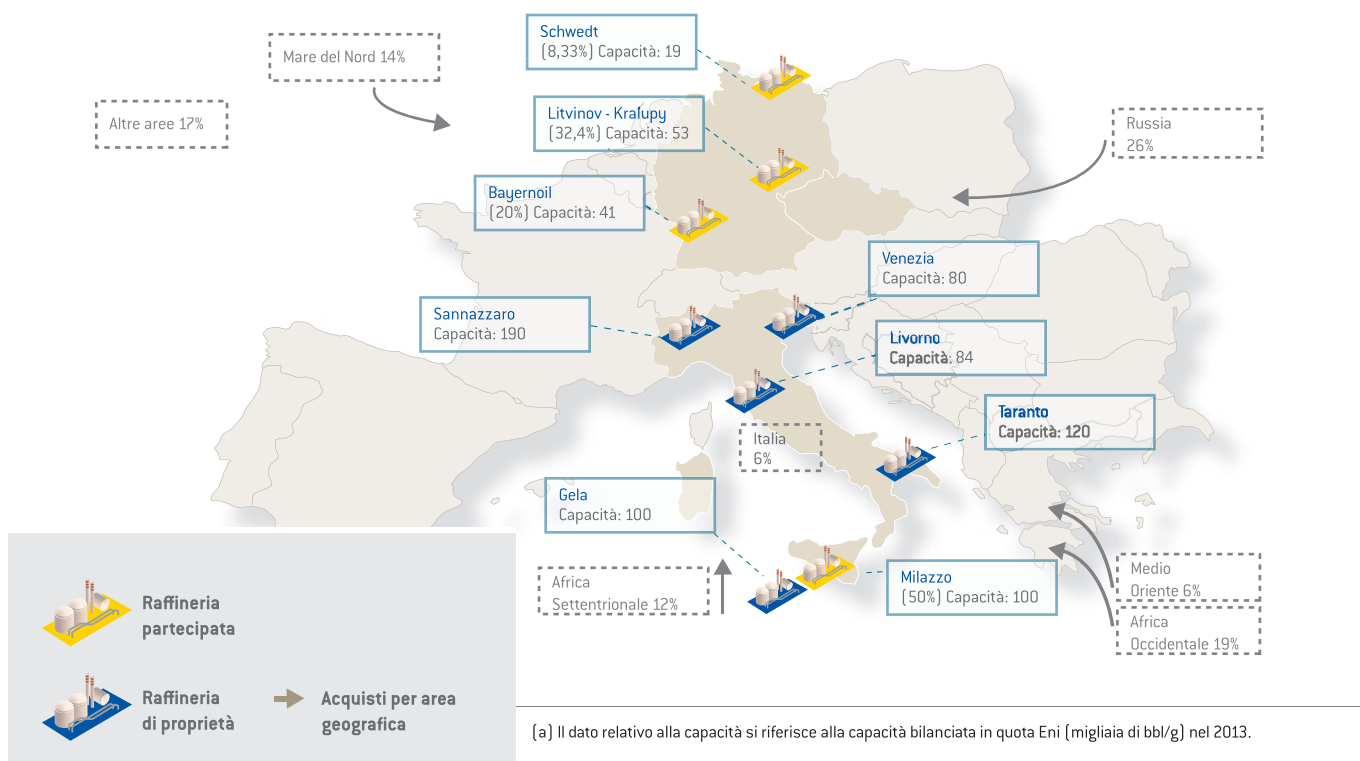
**Venezia (Porto Marghera):** con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 80 mila barili/giorno e un indice di conversione del 20% rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Orientale e dell'Austria. A settembre 2013 è iniziata la conversione della Raffineria di Venezia in bio-raffineria, 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

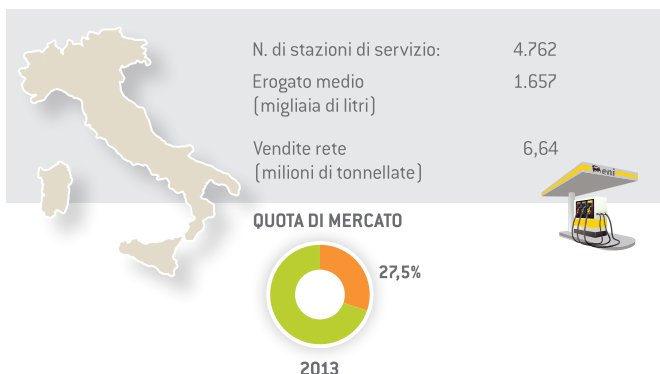
#### ■ Rete Italia

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 multicard 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

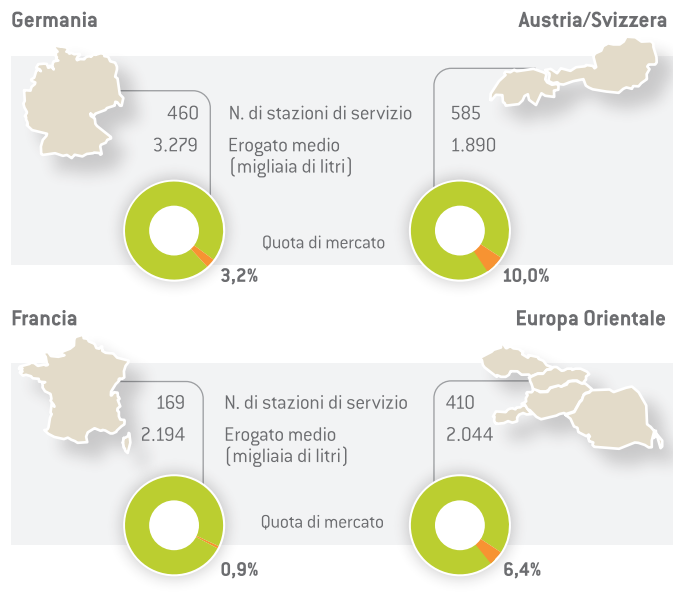
Nell'ambito dello sviluppo di prodotti e servizi per la mobilità sostenibile, Eni ha lanciato a Milano, a fine dicembre 2013, il servizio di car sharing free floating "Enjoy", un'iniziativa realizzata in partnership commerciale con importanti player nazionali (Fiat, Trenitalia e Cartasi). Tale servizio 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
<b>Greggi equity</b>						
Produzione Eni estero		29,84	26,90	24,29	23,57	<b>22,46</b>
Produzione Eni nazionale		2,91	3,24	3,35	3,35	<b>3,69</b>
		<b>32,75</b>	<b>30,14</b>	<b>27,64</b>	<b>26,92</b>	<b>26,15</b>
<b>Altri greggi</b>						
Acquisti spot		14,94	20,95	20,44	24,95	<b>25,27</b>
Contratti a termine		19,71	17,16	10,94	10,34	<b>14,54</b>
		<b>34,65</b>	<b>38,11</b>	<b>31,38</b>	<b>35,29</b>	<b>39,81</b>
<b>Totale acquisti di greggi</b>						
		<b>67,40</b>	<b>68,25</b>	<b>59,02</b>	<b>62,21</b>	<b>65,96</b>
Acquisti di semilavorati		2,92	3,05	4,26	4,53	<b>5,31</b>
Acquisti di prodotti		13,98	15,28	15,85	20,52	<b>17,79</b>
<b>TOTALE ACQUISTI</b>						
		<b>84,30</b>	<b>86,58</b>	<b>79,13</b>	<b>87,26</b>	<b>89,06</b>
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,96)	(0,92)	(0,89)	(0,75)	<b>(0,55)</b>
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(1,64)	(2,69)	(1,12)	(1,63)	<b>(1,06)</b>
		<b>81,70</b>	<b>82,97</b>	<b>77,12</b>	<b>84,88</b>	<b>87,45</b>

(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 <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/g)	930	930	930	930	<b>930</b>
Capacità bilanciata a fine periodo <sup>(a)</sup>		747	757	767	767	<b>787</b>
Lavorazioni delle raffinerie		480	514	455	417	<b>380</b>
Grado di utilizzo della capacità di distillazione	(%)	73	73	72	72	<b>66</b>

(a) In quota Eni.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>ITALIA</b>						
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
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>29,40</b>	<b>29,56</b>	<b>27,00</b>	<b>24,89</b>	<b>22,56</b>
Consumi e perdite		(1,60)	(1,69)	(1,55)	(1,34)	(1,23)
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>27,80</b>	<b>27,87</b>	<b>25,45</b>	<b>23,55</b>	<b>21,33</b>
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)
<b>Prodotti venduti</b>		<b>26,68</b>	<b>27,01</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>23,35</b>
<b>ESTERO</b>						
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>5,15</b>	<b>5,24</b>	<b>4,96</b>	<b>5,12</b>	<b>4,82</b>
Consumi e perdite		(0,25)	(0,24)	(0,23)	(0,23)	(0,22)
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>4,90</b>	<b>5,00</b>	<b>4,73</b>	<b>4,89</b>	<b>4,60</b>
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
<b>Prodotti venduti</b>		<b>18,91</b>	<b>19,79</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>20,14</b>
<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>		<b>34,55</b>	<b>34,80</b>	<b>31,96</b>	<b>30,01</b>	<b>27,38</b>
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,11	5,02	6,54	6,39	5,93
<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>		<b>45,59</b>	<b>46,80</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>43,49</b>
<b>Vendite di greggi</b>		<b>36,11</b>	<b>36,17</b>	<b>32,10</b>	<b>36,56</b>	<b>43,96</b>
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>81,70</b>	<b>82,97</b>	<b>77,12</b>	<b>84,89</b>	<b>87,45</b>

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
		<b>18,59</b>	<b>18,08</b>	<b>17,72</b>	<b>16,45</b>	<b>15,01</b>
Petrolchimica		1,33	1,72	1,71	1,26	1,32
Altre vendite		6,76	7,21	6,58	6,08	7,01
<b>Vendite in Italia</b>		<b>26,68</b>	<b>27,01</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>23,34</b>
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
<b>Rete ed extrarrete estero</b>		<b>7,06</b>	<b>7,40</b>	<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>7,71</b>
Altre vendite		11,85	12,39	11,73	17,12	12,44
<b>Vendite all'estero</b>		<b>18,91</b>	<b>19,79</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>20,15</b>
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>45,59</b>	<b>46,80</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>43,49</b>

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>18,59</b>	<b>18,08</b>	<b>17,72</b>	<b>16,45</b>	<b>15,01</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>9,03</b>	<b>8,63</b>	<b>8,36</b>	<b>7,83</b>	<b>6,64</b>
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
<b>Vendite extrarete</b>		<b>9,56</b>	<b>9,45</b>	<b>9,36</b>	<b>8,62</b>	<b>8,37</b>
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
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>7,06</b>	<b>7,40</b>	<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>7,71</b>
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
<b>TOTALE</b>		<b>25,65</b>	<b>25,48</b>	<b>25,00</b>	<b>23,87</b>	<b>22,72</b>

Stazioni di servizio	(numero)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>4.474</b>	<b>4.542</b>	<b>4.701</b>	<b>4.780</b>	<b>4.762</b>
impianti ordinari		4.344	4.415	4.574	4.653	4.636
impianti autostradali		130	127	127	127	126
<b>Estero</b>		<b>1.512</b>	<b>1.625</b>	<b>1.586</b>	<b>1.604</b>	<b>1.624</b>
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
<b>Erogato medio complessivo</b>		<b>2.477</b>	<b>2.352</b>	<b>2.206</b>	<b>2.064</b>	<b>1.828</b>

Quote di mercato in Italia	(%)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Rete</b>		<b>31,5</b>	<b>30,4</b>	<b>30,5</b>	<b>31,2</b>	<b>27,5</b>
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
<b>Extrarete</b>		<b>27,5</b>	<b>29,2</b>	<b>28,6</b>	<b>29,5</b>	<b>28,8</b>
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
<b>Quota rete + extrarete Italia</b>		<b>29,3</b>	<b>29,8</b>	<b>29,3</b>	<b>30,3</b>	<b>28,3</b>

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Centro Europa</b>						
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
<b>Europa Orientale</b>						
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
<b>Italia</b>		<b>581</b>	<b>633</b>	<b>803</b>	<b>781</b>	<b>551</b>
<b>Estero</b>		<b>54</b>	<b>78</b>	<b>63</b>	<b>61</b>	<b>68</b>
		<b>635</b>	<b>711</b>	<b>866</b>	<b>842</b>	<b>619</b>
<b>Raffinazione, supply e logistica</b>		<b>436</b>	<b>446</b>	<b>638</b>	<b>622</b>	<b>444</b>
Italia		436	444	635	618	444
Estero			2	3	4	
<b>Marketing</b>		<b>172</b>	<b>246</b>	<b>228</b>	<b>220</b>	<b>175</b>
Italia		118	170	168	163	107
Estero		54	76	60	57	68
<b>Altre attività</b>		<b>27</b>	<b>19</b>			
		<b>635</b>	<b>711</b>	<b>866</b>	<b>842</b>	<b>619</b>



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

(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<sub>x</sub> e i NMVOC e presso Dunkerque per gli SO<sub>x</sub> 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-

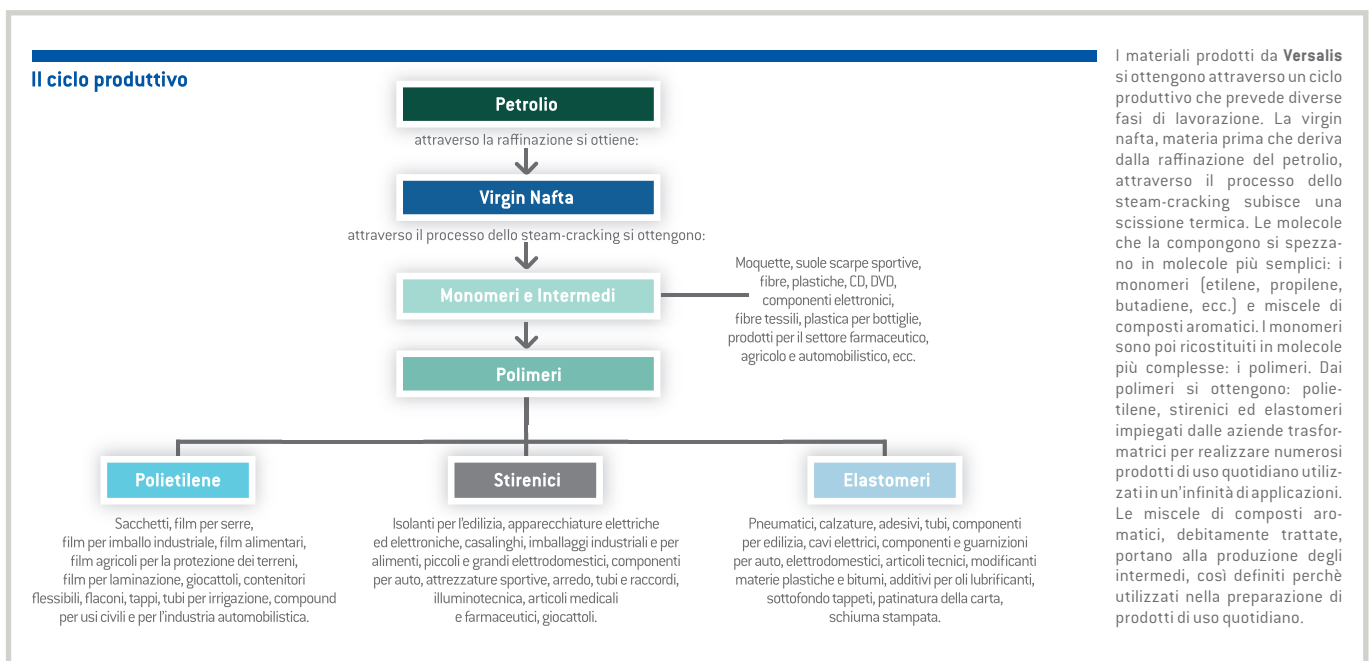
- gia di processo e intende avvalersi per prima del diritto di utilizzo della licenza e costruire i relativi impianti commerciali;
- con Pirelli, con la firma di un Memorandum of Understanding per l'avvio di un progetto di ricerca relativo all'utilizzo della gomma naturale da guayule nella produzione 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.

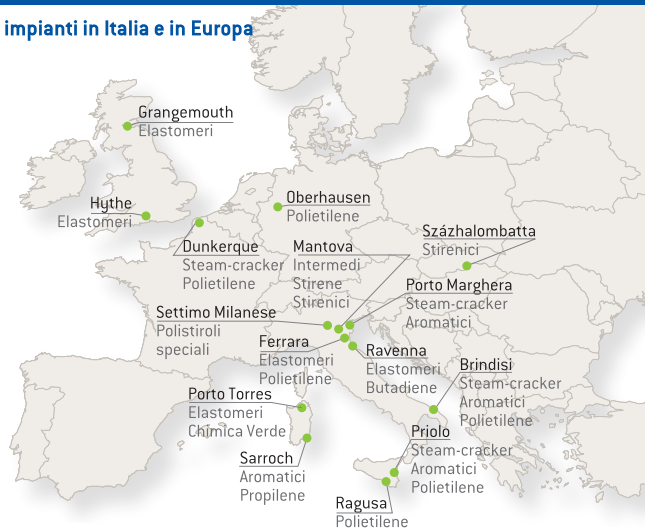
Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti

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

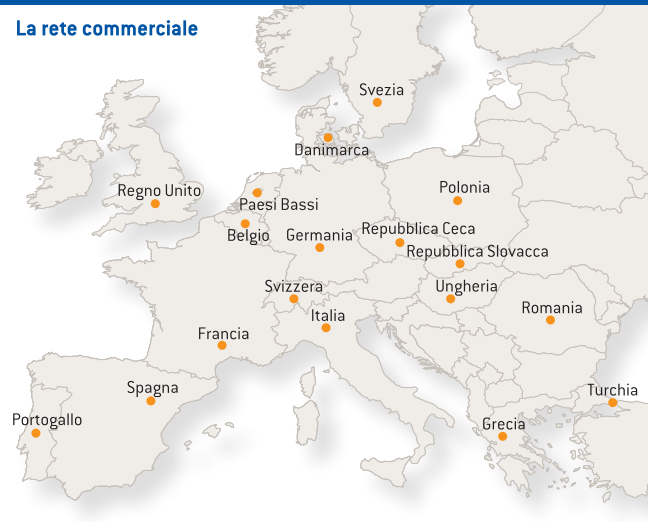
benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene,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

### Gli impianti in Italia e in Europa



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).

### La rete commerciale



## 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 (laticci sintetici). Versalis è uno dei maggiori produttori di elastomeri e laticci 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	<b>3.462</b>
Polimeri		2.171	2.360	2.144	2.495	<b>2.355</b>
<b>Produzioni</b>		<b>6.521</b>	<b>7.220</b>	<b>6.245</b>	<b>6.090</b>	<b>5.817</b>
Consumi e perdite		(2.701)	(2.912)	(2.631)	(2.545)	<b>(2.394)</b>
Acquisti e variazioni rimanenze		445	423	426	408	<b>362</b>
		<b>4.265</b>	<b>4.731</b>	<b>4.040</b>	<b>3.953</b>	<b>3.785</b>

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

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

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

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

(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.

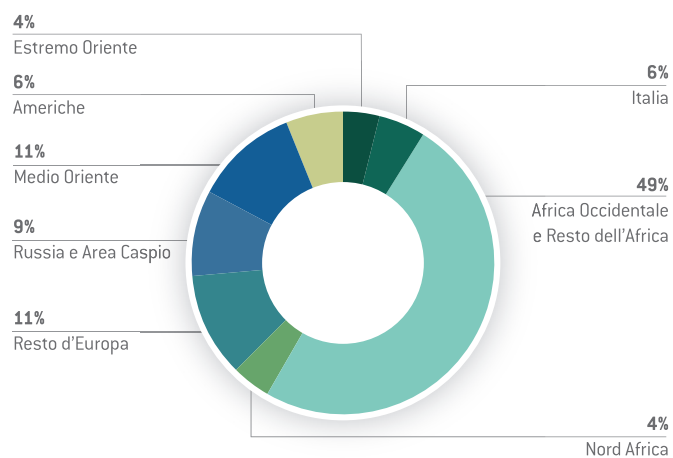
## Engineering & Construction Onshore

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.

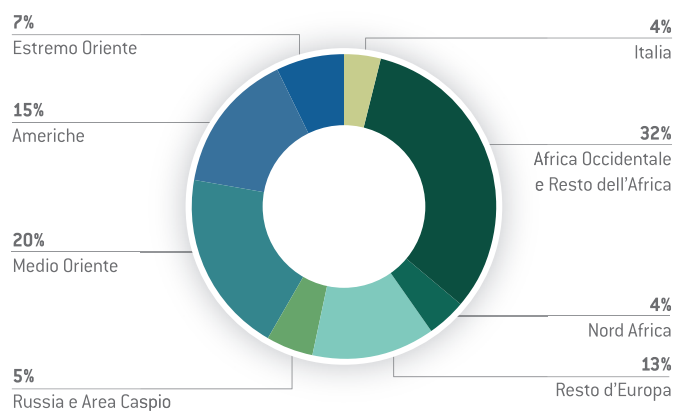
Nel 2013 i ricavi ammontano a €4.619 milioni in calo del 24,4% rispetto al 2012 a seguito della minore attività in Africa Settentrionale, Africa Occidentale e Medio Oriente. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €2.566 milioni (€3.972 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (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.

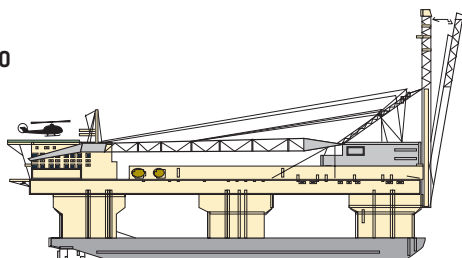
## Perforazioni terra

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

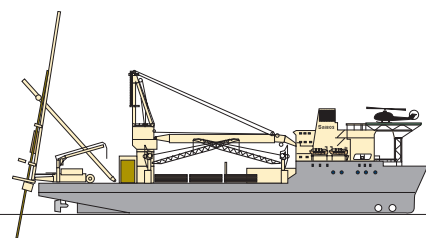
**Posizionamento dinamico:** DP (AAA) Lloyds Register; IPD 3 R.I.N.a; Classe 3 notazioni del direttorato marittimo norvegese. **Centrale elettrica:** centrale totale da 70.000 kW, 10.000 Volt, 12 generatori diesel a olio combustibile divisi in 4 sale motori separate, classificato UMS. **Sistema di zavorra:** 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

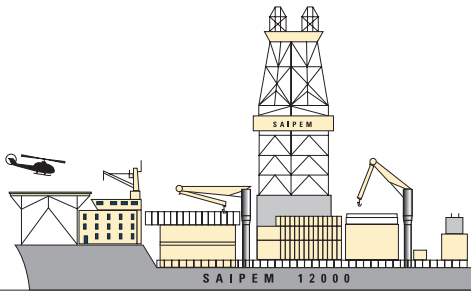
**Posizionamento dinamico:** Dynpos Auto, Dynpos Autr, 2 DGPS, Lras HIPAP - interfaccia da 2.500 m disponibili per Taut Wire, Artemis, Fan Beam. **Capacità di sollevamento:** gru principale AM Clyde KPT660; gancio primario SWL: 600 t a 30 m e 300 t a 55 m; gru ausiliarie 2 Liebherr CB03100-50

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).

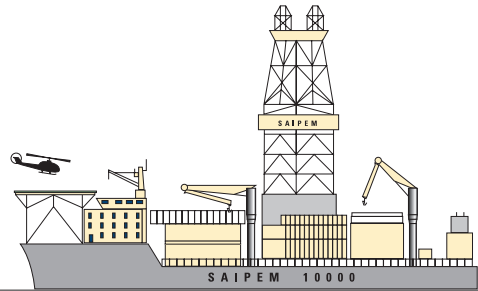
#### Dimensioni:

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).

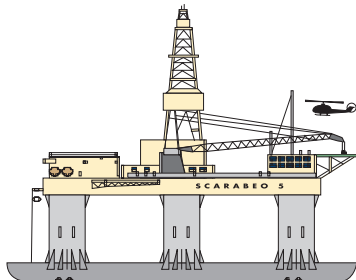
#### Dimensioni:

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).

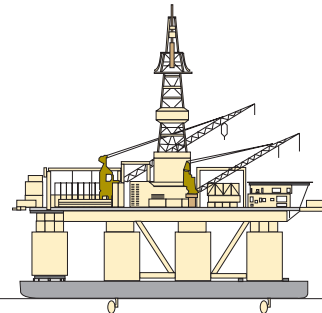
#### Dimensioni:

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).

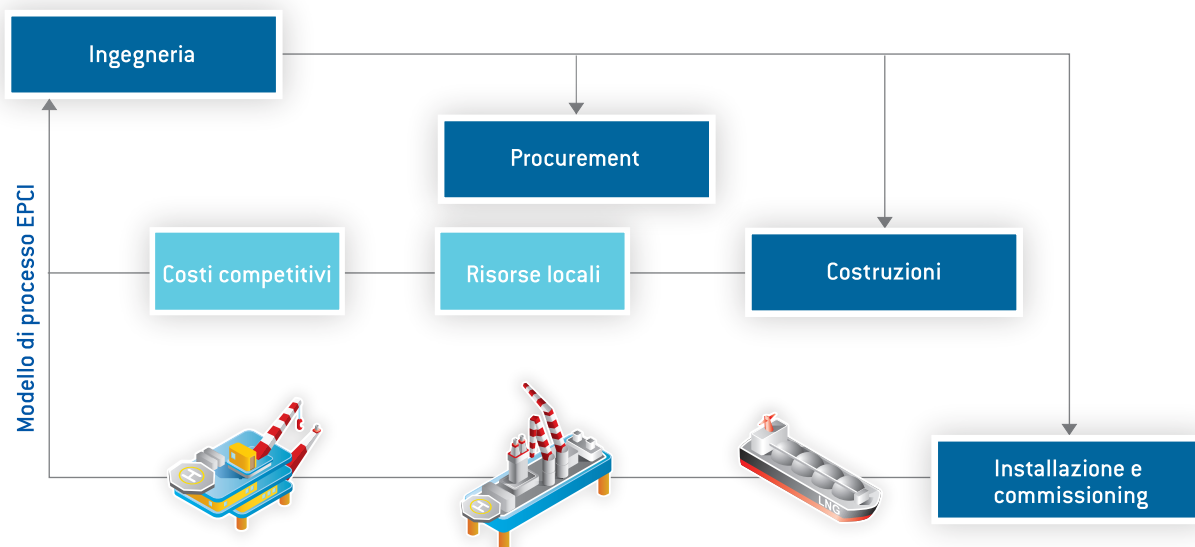
#### Dimensioni:

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	<b>1.106</b>
Condotte posate costruzioni terra		716	385	889	543	<b>433</b>
Strutture installate costruzioni mare	(tonnellate)	62.333	46.606	105.033	122.765	<b>206.959</b>
Impianti industriali costruzioni terra		76.543	874.428	353.480	261.410	<b>178.252</b>
Perforazioni mare	(chilometri)	140	130	178	194	<b>201</b>
Perforazioni terra		719	881	985	953	<b>821</b>
Pozzi perforati mare	(numero)	54	44	64	104	<b>127</b>
Pozzi perforati terra		241	279	307	373	<b>373</b>

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 <sub>2</sub> 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.

Conto economico	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Ricavi della gestione caratteristica		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722
Altri ricavi e proventi		1.094	967	926	1.546	1.385
<b>Totale ricavi</b>		<b>83.026</b>	<b>97.584</b>	<b>108.616</b>	<b>128.766</b>	<b>116.107</b>
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(58.091)	(68.774)	(78.795)	(95.363)	(90.213)
Costo lavoro		(3.928)	(4.428)	(4.404)	(4.613)	(5.264)
<b>Totale costi operativi</b>		<b>(62.019)</b>	<b>(73.202)</b>	<b>(83.199)</b>	<b>(99.976)</b>	<b>(95.477)</b>
Altri proventi e oneri operativi		55	131	171	(158)	(71)
Ammortamenti e svalutazioni		(9.267)	(9.031)	(8.785)	(13.561)	(11.703)
<b>Utile operativo</b>		<b>11.795</b>	<b>15.482</b>	<b>16.803</b>	<b>15.071</b>	<b>8.856</b>
Proventi (oneri) finanziari netti		(565)	(749)	(1.146)	(1.347)	(991)
Proventi netti su partecipazioni		534	1.112	2.123	2.881	6.115
<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>11.764</b>	<b>15.845</b>	<b>17.780</b>	<b>16.605</b>	<b>13.980</b>
Imposte sul reddito		(6.258)	(8.581)	(9.903)	(11.661)	(9.008)
Tax rate (%)		53,2	54,2	55,7	70,2	64,4
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>5.506</b>	<b>7.264</b>	<b>7.877</b>	<b>4.944</b>	<b>4.972</b>
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		4.488	6.252	6.902	4.200	5.160
- interessenze di terzi		1.018	1.012	975	744	(188)
<b>Utile netto - discontinued operations</b>		<b>(189)</b>	<b>119</b>	<b>(74)</b>	<b>3.732</b>	
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		(121)	66	(42)	3.590	
- interessenze di terzi		(68)	53	(32)	142	
<b>Utile netto</b>		<b>5.317</b>	<b>7.383</b>	<b>7.803</b>	<b>8.676</b>	<b>4.972</b>
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		4.367	6.318	6.860	7.790	5.160
- interessenze di terzi		950	1.065	943	886	(188)
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>		<b>4.488</b>	<b>6.252</b>	<b>6.902</b>	<b>4.200</b>	<b>5.160</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(191)	(610)	(724)	(23)	438
Esclusione special item		1.024	1.128	760	2.953	(1.165)
<i>di cui:</i>						
- oneri (proventi) non ricorrenti		250	(246)	69		
- altri special item		774	1.374	691	2.953	(1.165)
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>		<b>5.321</b>	<b>6.770</b>	<b>6.938</b>	<b>7.130</b>	<b>4.433</b>
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations</b>		<b>(114)</b>	<b>99</b>	<b>31</b>	<b>195</b>	
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>		<b>5.207</b>	<b>6.869</b>	<b>6.969</b>	<b>7.325</b>	<b>4.433</b>

<b>Stato patrimoniale</b>	(€ milioni)	31 dic. 2009	31 dic. 2010	31 dic. 2011	31 dic. 2012	<b>31 dic. 2013</b>
<b>Capitale immobilizzato</b>						
Immobili, impianti e macchinari		59.765	67.404	73.578	63.466	<b>62.506</b>
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.736	2.024	2.433	2.538	<b>2.571</b>
Attività immateriali		11.469	11.172	10.950	4.487	<b>3.877</b>
Partecipazioni		6.244	6.090	6.242	9.347	<b>6.961</b>
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.261	1.743	1.740	1.457	<b>1.607</b>
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(749)	(970)	(1.576)	(1.142)	<b>(1.256)</b>
		<b>79.726</b>	<b>87.463</b>	<b>93.367</b>	<b>80.153</b>	<b>76.266</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>						
Rimanenze		5.495	6.589	7.575	8.496	<b>7.883</b>
Crediti commerciali		14.916	17.221	17.709	19.966	<b>21.213</b>
Debiti commerciali		(10.078)	(13.111)	(13.436)	(14.993)	<b>(15.529)</b>
Debiti tributari e fondo imposte netto		(1.988)	(2.684)	(3.503)	(3.204)	<b>(3.005)</b>
Fondi per rischi e oneri		(10.319)	(11.792)	(12.735)	(13.603)	<b>(13.167)</b>
Altre attività (passività) di esercizio		(3.968)	(1.286)	281	2.473	<b>2.030</b>
		<b>(5.942)</b>	<b>(5.063)</b>	<b>(4.109)</b>	<b>(865)</b>	<b>(575)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>		<b>(944)</b>	<b>(1.032)</b>	<b>(1.039)</b>	<b>(1.374)</b>	<b>(1.245)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>		<b>266</b>	<b>479</b>	<b>206</b>	<b>155</b>	<b>2.156</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		<b>73.106</b>	<b>81.847</b>	<b>88.425</b>	<b>78.069</b>	<b>76.602</b>
<b>Patrimonio netto</b>						
<i>di competenza:</i> - azionisti Eni		46.073	51.206	55.472	59.060	<b>58.210</b>
- interessenze di terzi		3.978	4.522	4.921	3.498	<b>2.964</b>
		<b>50.051</b>	<b>55.728</b>	<b>60.393</b>	<b>62.558</b>	<b>61.174</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>		<b>23.055</b>	<b>26.119</b>	<b>28.032</b>	<b>15.511</b>	<b>15.428</b>
<b>COPERTURE</b>		<b>73.106</b>	<b>81.847</b>	<b>88.425</b>	<b>78.069</b>	<b>76.602</b>

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>5.506</b>	<b>7.264</b>	<b>7.877</b>	<b>4.944</b>	<b>4.972</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.607	8.521	8.606	11.349	9.578
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)	(558)	(1.176)	(875)	(3.770)
- dividendi, interessi e imposte		6.379	8.829	9.918	11.925	9.162
Variazione del capitale di esercizio		(874)	(1.158)	(1.696)	(3.373)	486
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.637)	(8.758)	(9.766)	(11.614)	(9.459)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>10.755</b>	<b>14.140</b>	<b>13.763</b>	<b>12.356</b>	<b>10.969</b>
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		381	554	619	15	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>11.136</b>	<b>14.694</b>	<b>14.382</b>	<b>12.371</b>	<b>10.969</b>
<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>		<b>(12.216)</b>	<b>(12.450)</b>	<b>(11.909)</b>	<b>(12.761)</b>	<b>(12.750)</b>
Investimenti tecnici - discontinued operations		(1.479)	(1.420)	(1.529)	(756)	
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>(13.695)</b>	<b>(13.870)</b>	<b>(13.438)</b>	<b>(13.517)</b>	<b>(12.750)</b>
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.323)	(410)	(360)	(569)	(317)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.595	1.113	1.912	6.014	6.360
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(295)	228	627	(136)	(253)
<b>Free cash flow</b>		<b>(1.582)</b>	<b>1.755</b>	<b>3.123</b>	<b>4.163</b>	<b>4.009</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		396	(26)	41	(83)	(3.983)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.841	2.272	1.104	5.947	1.778
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)	(4.231)
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(30)	39	10	(16)	(50)
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>		<b>(331)</b>	<b>(59)</b>	<b>(49)</b>	<b>6.265</b>	<b>(2.477)</b>

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Free cash flow</b>		<b>(1.582)</b>	<b>1.755</b>	<b>3.123</b>	<b>4.163</b>	<b>4.009</b>
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(33)		(2)	(21)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite				(192)	12.446	(16)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(141)	(687)	(517)	(340)	342
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)	(4.231)
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>		<b>(4.679)</b>	<b>(3.064)</b>	<b>(1.913)</b>	<b>12.521</b>	<b>83</b>

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		23.801	29.497	29.121	35.881	31.268
Gas & Power		29.272	27.806	33.093	36.200	32.124
Refining & Marketing		31.769	43.190	51.219	62.656	57.329
Versalis		4.203	6.141	6.491	6.418	5.859
Ingegneria & Costruzioni		9.664	10.581	11.834	12.771	11.611
Altre attività		88	105	85	119	80
Corporate e società finanziarie		1.280	1.386	1.365	1.369	1.453
Effetto eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>		(66)	100	(54)	(75)	18
Elisioni di consolidamento		(18.079)	(22.189)	(25.464)	(28.119)	(25.020)
		<b>81.932</b>	<b>96.617</b>	<b>107.690</b>	<b>127.220</b>	<b>114.722</b>

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Ricavi da terzi	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		10.171	12.947	10.677	15.559	13.050
Gas & Power		28.517	26.837	31.749	34.169	30.909
Refining & Marketing		30.804	41.845	48.428	59.690	54.427
Versalis		3.965	5.898	6.202	6.007	5.570
Ingegneria & Costruzioni		8.349	8.779	10.510	11.664	10.593
Altre attività		64	80	62	79	41
Corporate e società finanziarie		128	131	116	127	114
Effetto eliminazione utili interni		(66)	100	(54)	(75)	18
		<b>81.932</b>	<b>96.617</b>	<b>107.690</b>	<b>127.220</b>	<b>114.722</b>

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>26.655</b>	<b>45.896</b>	<b>31.906</b>	<b>33.998</b>	<b>32.044</b>
Resto dell'Unione Europea		24.331	21.125	35.920	35.908	31.629
Resto dell'Europa		5.213	4.172	7.153	9.610	11.458
Africa		10.174	13.068	11.333	14.681	12.079
Americhe		7.080	6.282	9.612	15.282	7.741
Asia		8.208	5.785	10.258	16.394	18.547
Altre aree		271	289	1.508	1.347	1.224
<b>Totale estero</b>		<b>55.277</b>	<b>50.721</b>	<b>75.784</b>	<b>93.222</b>	<b>82.678</b>
		<b>81.932</b>	<b>96.617</b>	<b>107.690</b>	<b>127.220</b>	<b>114.722</b>

Ricavi per area geografica di origine	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>47.666</b>	<b>55.455</b>	<b>62.789</b>	<b>72.744</b>	<b>73.580</b>
Resto dell'Unione Europea		15.629	16.983	20.914	19.528	15.638
Resto dell'Europa		2.058	1.986	3.101	3.736	3.292
Africa		9.313	12.586	9.384	13.989	11.844
Americhe		3.610	5.588	7.107	12.058	5.782
Asia		3.447	3.692	3.937	4.423	3.713
Altre aree		209	327	458	742	873
<b>Totale estero</b>		<b>34.266</b>	<b>41.162</b>	<b>44.901</b>	<b>54.476</b>	<b>41.142</b>
		<b>81.932</b>	<b>96.617</b>	<b>107.690</b>	<b>127.220</b>	<b>114.722</b>

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		40.093	48.407	60.826	74.767	66.912
Costi per servizi		13.296	14.939	13.551	15.354	18.023
Costi per godimento di beni di terzi		2.505	2.997	3.045	3.434	3.673
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.025	1.401	527	871	857
Altri oneri		1.466	1.252	1.140	1.342	1.134
<i>a dedurre:</i>						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(294)	(222)	(294)	(405)	(386)
		<b>58.091</b>	<b>68.774</b>	<b>78.795</b>	<b>95.363</b>	<b>90.213</b>

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2009	2010	2011	2012	2013
Revisione contabile		30.748	21.114	22.031	23.042	28.023
Servizi di audit		276	183	1.113	1.351	1.574
Servizi di consulenza fiscale		51	166	323	25	21
Altri servizi					3	
		<b>31.075</b>	<b>21.463</b>	<b>23.467</b>	<b>24.421</b>	<b>29.618</b>

Costo lavoro	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Salari e stipendi		3.064	3.299	3.435	3.886	4.366
Oneri sociali		620	631	675	674	651
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		128	154	148	103	92
Altri costi		307	557	334	187	409
<i>a dedurre:</i>						
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(191)	(213)	(188)	(237)	(254)
		<b>3.928</b>	<b>4.428</b>	<b>4.404</b>	<b>4.613</b>	<b>5.264</b>



<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		6.789	6.928	6.251	7.988	<b>7.812</b>
Gas & Power		435	425	413	405	<b>329</b>
Refining & Marketing		408	333	351	331	<b>309</b>
Versalis		83	83	90	90	<b>95</b>
Ingegneria & Costruzioni		433	513	596	683	<b>721</b>
Altre attività		2	2	2	1	<b>1</b>
Corporate e società finanziarie		83	79	75	65	<b>61</b>
Effetto eliminazione utili interni		(17)	(20)	(23)	(25)	<b>(25)</b>
<b>Totale ammortamenti</b>		<b>8.216</b>	<b>8.343</b>	<b>7.755</b>	<b>9.538</b>	<b>9.303</b>
Exploration & Production		576	123	189	547	<b>19</b>
Gas & Power			426	154	2.494	<b>1.685</b>
Refining & Marketing		346	76	488	843	<b>633</b>
Versalis		121	52	160	112	<b>44</b>
Ingegneria & Costruzioni		2	3	35	25	
Altre attività		6	8	4	2	<b>19</b>
Corporate e società finanziarie						
<b>Totale Svalutazioni</b>		<b>1.051</b>	<b>688</b>	<b>1.030</b>	<b>4.023</b>	<b>2.400</b>
		<b>9.267</b>	<b>9.031</b>	<b>8.785</b>	<b>13.561</b>	<b>11.703</b>

<b>Utile operativo per settore</b>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.120	13.866	15.887	18.470	<b>14.871</b>
Gas & Power		1.914	896	(326)	(3.219)	<b>(2.992)</b>
Refining & Marketing		(102)	149	(273)	(1.296)	<b>(1.517)</b>
Versalis		(675)	(86)	(424)	(681)	<b>(725)</b>
Ingegneria & Costruzioni		881	1.302	1.422	1.442	<b>(83)</b>
Altre attività		(436)	(1.384)	(427)	(300)	<b>(337)</b>
Corporate e società finanziarie		(420)	(361)	(319)	(341)	<b>(399)</b>
Effetto eliminazione utili interni		1.513	1.100	1.263	996	<b>38</b>
		<b>11.795</b>	<b>15.482</b>	<b>16.803</b>	<b>15.071</b>	<b>8.856</b>

## Non-GAAP measure

### Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri

di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari**, correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore, sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

2009	(€ milioni)													
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività <sup>(a)</sup>		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	9.120	1.914	(102)	(675)	881	(420)	1.773	(436)		12.055	(1.773)	1.513	(260)	11.795
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121						(345)				(345)
<b>Esclusione degli special item</b>														
<i>di cui:</i>														
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>					250					250				250
<b>Altri special item:</b>	369	(218)	513	113	(11)	78	23	178		1.045	(23)		(23)	1.022
oneri ambientali		7	72				12	207		298	(12)		(12)	286
svalutazioni	618	27	389	121	2			5		1.162				1.162
plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(1)	(2)		3		(5)	(2)		(277)	5		5	(272)
accantonamenti a fondo rischi		115	17					(4)		128				128
oneri per incentivazione all'esodo	31	9	22	10		38	16	8		134	(16)		(16)	118
derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)					(287)				(287)
differenze e derivati su cambi	5	(83)	(24)	(15)						(117)				(117)
altro						40		(36)		4				4
<b>Special item dell'utile operativo</b>	369	(218)	513	113	239	78	23	178		1.295	(23)		(23)	1.272
<b>Utile operativo adjusted</b>	9.489	2.022	(381)	(441)	1.120	(342)	1.796	(258)		13.005	(1.796)	1.513	(283)	12.722
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(23)	6				(443)	14	12		(434)	(14)		(14)	(448)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	243	297	75		49		35	1		700	(35)		(35)	665
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(5.828)	(670)	94	90	(277)	77	(597)		(3)	(7.114)	597	(83)	514	(6.600)
Tax rate (%)	60,0	28,8	..		23,7		32,4			53,6				51,0
<b>Utile netto adjusted</b>	3.881	1.655	(212)	(351)	892	(708)	1.248	(245)	(3)	6.157	(1.248)	1.430	182	6.339
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										950			68	1.018
- azionisti Eni										5.207			114	5.321
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										4.367			121	4.488
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(191)				(191)
Esclusione special item:										1.031			(7)	1.024
- oneri (proventi) non ricorrenti										250				250
- altri special item										781			(7)	774
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										5.207			114	5.321

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2010														
(€ milioni)														
	Altre attività <sup>(a)</sup>									Discontinued operations				Continuing operations
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	(629)	15.482
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)						(881)				(881)
<b>Esclusione degli special item</b>														
<i>di cui:</i>														
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		(270)			24					(246)				(246)
<b>Altri special item:</b>	32	759	329	95		96	46	1.179		2.536	(46)		(46)	2.490
oneri ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
svalutazioni	127	426	76	52	3		10	8		702	(10)		(10)	692
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)		(16)		5		4			(248)	(4)		(4)	(252)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			8		7		95				95
oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
derivati su commodity		30	(10)		(22)					(2)				(2)
differenze e derivati su cambi	14	195	(10)	17						216				216
altro	5	(38)	5					9		(19)				(19)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
<b>Utile operativo adjusted</b>	13.898	1.268	(181)	(96)	1.326	(265)	2.046	(205)	(271)	17.520	(2.046)	1.371	(675)	16.845
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(8.358)	(397)	33	22	(375)	181	(667)		102	(9.459)	667	(78)	589	(8.870)
Tax rate (%)	59,8	23,9	..		27,4		31,6			54,4				53,3
<b>Utile netto adjusted</b>	5.609	1.267	(56)	(73)	994	(867)	1.445	(216)	(169)	7.934	(1.445)	1.293	(152)	7.782
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										1.065			(53)	1.012
- azionisti Eni										6.869			(99)	6.770
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										6.318			(66)	6.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(610)				(610)
Esclusione special item:										1.161			(33)	1.128
- oneri (proventi) non ricorrenti										(246)				(246)
- altri special item										1.407			(33)	1.374
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										6.869			(99)	6.770

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item

2011														(€ milioni)	
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività <sup>(a)</sup>				Discontinued operations			Continuing operations	
							Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
<b>Utile operativo</b>	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)	
<b>Esclusione degli special item</b>															
<i>di cui:</i>															
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>				10				59		69				69	
<b>Altri special item:</b>	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471	
oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176	
svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031	
plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)	
accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88	
oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203	
derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15	
differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)	
altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100	
<b>Special item dell'utile operativo</b>	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540	
<b>Utile operativo adjusted</b>	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230	
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179	
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)	
Tax rate (%)	58,3	..	..		28,6		42,2			56,2				54,4	
<b>Utile netto adjusted</b>	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913	
<i>di competenza:</i>															
- interessenze di terzi										943			32	975	
<b>- azionisti Eni</b>										6.969			(31)	6.938	
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										6.860			42	6.902	
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)	
Esclusione special item:										833			(73)	760	
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69	
- altri special item										764			(73)	691	
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										6.969			(31)	6.938	

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2012														[€ milioni]	
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività <sup>(a)</sup>		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations	
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragrupo	Totale		
<b>Utile operativo</b>	<b>18.470</b>	<b>(3.219)</b>	<b>(1.296)</b>	<b>(681)</b>	<b>1.442</b>	<b>(341)</b>	<b>1.679</b>	<b>(300)</b>	<b>208</b>	<b>15.962</b>	<b>(1.679)</b>	<b>788</b>	<b>(891)</b>	<b>15.071</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)	
<b>Esclusione special item:</b>															
oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63	
svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029	
plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)	
accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945	
oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64	
derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)	
differenze e derivati su cambi	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)	
altro	54	138	53					26		271				271	
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>67</b>	<b>3.412</b>	<b>1.004</b>	<b>135</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>51</b>	<b>78</b>		<b>4.795</b>	<b>(51)</b>		<b>(51)</b>	<b>4.744</b>	
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>18.537</b>	<b>356</b>	<b>(321)</b>	<b>(483)</b>	<b>1.474</b>	<b>(325)</b>	<b>1.730</b>	<b>(222)</b>	<b>(6)</b>	<b>20.740</b>	<b>(1.730)</b>	<b>788</b>	<b>(942)</b>	<b>19.798</b>	
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(264)	29	(11)	(3)	(7)	(865)	(54)	(24)		(1.199)	54		54	(1.145)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915	
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(11.283)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.283)	712	(123)	589	(11.694)	
Tax rate (%)	60,3	26,8	..		27,0		41,5			59,9				59,8	
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>7.426</b>	<b>473</b>	<b>(179)</b>	<b>(395)</b>	<b>1.111</b>	<b>(976)</b>	<b>1.002</b>	<b>(247)</b>	<b>(4)</b>	<b>8.211</b>	<b>(1.002)</b>	<b>665</b>	<b>(337)</b>	<b>7.874</b>	
<i>di competenza:</i>															
- interessenze di terzi										886			(142)	744	
- azionisti Eni										7.325			(195)	7.130	
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>7.790</b>			<b>(3.590)</b>	<b>4.200</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)	
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953	
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>7.325</b>			<b>(195)</b>	<b>7.130</b>	

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2013

[€ milioni]

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>14.871</b>	<b>(2.992)</b>	<b>(1.517)</b>	<b>(725)</b>	<b>(83)</b>	<b>(337)</b>	<b>(399)</b>	<b>38</b>	<b>8.856</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
<b>Esclusione special item:</b>									
oneri ambientali		(1)	93	61		52			205
svalutazioni	19	1.685	633	44		19			2.400
plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107	(3)			(187)
accantonamenti a fondo rischi	7	292		4		31			334
oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	20	72		270
derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
altro	(16)	23	3		(109)	8	(5)		(96)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(225)</b>	<b>2.138</b>	<b>814</b>	<b>126</b>	<b>(1)</b>	<b>127</b>	<b>67</b>		<b>3.046</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>14.646</b>	<b>(663)</b>	<b>(482)</b>	<b>(386)</b>	<b>(84)</b>	<b>(210)</b>	<b>(332)</b>	<b>129</b>	<b>12.618</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(264)	24	(4)	(2)	(5)	4	(554)		(801)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	367	100	70		(12)	1	290		816
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(8.797)	293	184	50	(152)		124	(90)	(8.388)
Tax rate (%)	59,6	..	..		..				66,4
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>5.952</b>	<b>(246)</b>	<b>(232)</b>	<b>(338)</b>	<b>(253)</b>	<b>(205)</b>	<b>(472)</b>	<b>39</b>	<b>4.245</b>
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(188)
<b>- azionisti Eni</b>									<b>4.433</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>5.160</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.165)
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>4.433</b>

(a) Escludono gli special item.



Dettaglio degli special item <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		<b>250</b>	<b>(246)</b>	<b>69</b>		
di cui: onere transazione TSKJ		250				
sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre			(246)	69		
<b>Altri special item:</b>		<b>1.045</b>	<b>2.536</b>	<b>1.498</b>	<b>4.795</b>	<b>3.046</b>
- oneri ambientali		298	1.369	186	134	205
- svalutazioni		1.162	702	1.022	4.029	2.400
- plusvalenze nette su cessione di asset		(277)	(248)	(61)	(570)	(187)
- accantonamenti a fondo rischi		128	95	88	945	334
- oneri per incentivazione all'esodo		134	423	209	66	270
- derivati su commodity		(287)	(2)	15	(1)	315
- differenze e derivati su cambi		(117)	216	(85)	(79)	(195)
- altro		4	(19)	124	271	(96)
<b>Special item dell'utile operativo</b>		<b>1.295</b>	<b>2.290</b>	<b>1.567</b>	<b>4.795</b>	<b>3.046</b>
<b>Oneri (proventi) finanziari</b>		<b>117</b>	<b>(181)</b>	<b>89</b>	<b>202</b>	<b>190</b>
di cui:						
Riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo		117	(216)	85	79	195
<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>		<b>179</b>	<b>(324)</b>	<b>(883)</b>	<b>(5.408)</b>	<b>(5.299)</b>
di cui:						
plusvalenza da cessione			(332)	(1.118)	(2.354)	(3.599)
di cui: plusvalenze trasporto internazionale				(1.044)		(3.359)
cessione 28,57% di Eni East Africa						(98)
Galp					(311)	(75)
Snam					(2.019)	
Padana Energia			(169)			
GreenStream			(93)			
plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni					(3.151)	(1.682)
di cui: Galp					(1.700)	
Snam					(1.451)	
Artic Russia						(1.682)
svalutazioni di partecipazioni		179	28	191	156	11
<b>Imposte sul reddito</b>		<b>(560)</b>	<b>(624)</b>	<b>60</b>	<b>(31)</b>	<b>898</b>
di cui:						
svalutazione imposte anticipate E&P		72				
svalutazione imposte anticipate imprese italiane					803	954
adeguamento fiscalità differita su PSA				552		490
linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro		(219)	29	29	147	64
fiscalità su special item		(413)	(653)	(521)	(981)	(610)
<b>Totale special item dell'utile netto</b>		<b>1.031</b>	<b>1.161</b>	<b>833</b>	<b>(442)</b>	<b>(1.165)</b>

(a) Includono le discontinued operations.

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.489	13.898	16.075	18.537	14.646
Gas & Power		2.022	1.268	(247)	356	(663)
Refining & Marketing		(381)	(181)	(539)	(321)	(482)
Versalis		(441)	(96)	(273)	(483)	(386)
Ingegneria & Costruzioni		1.120	1.326	1.443	1.474	(84)
Altre attività		(258)	(205)	(226)	(222)	(210)
Corporate e società finanziarie		(342)	(265)	(266)	(325)	(332)
Effetto eliminazione utili interni		1.513	1.100	1.263	782	129
		<b>12.722</b>	<b>16.845</b>	<b>17.230</b>	<b>19.798</b>	<b>12.618</b>

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		3.881	5.609	6.865	7.426	<b>5.952</b>
Gas & Power		1.655	1.267	252	473	<b>(246)</b>
Refining & Marketing		(212)	(56)	(264)	(179)	<b>(232)</b>
Versalis		(351)	(73)	(206)	(395)	<b>(338)</b>
Ingegneria & Costruzioni		892	994	1.098	1.111	<b>(253)</b>
Altre attività		(245)	(216)	(225)	(247)	<b>(205)</b>
Corporate e società finanziarie		(708)	(867)	(753)	(976)	<b>(472)</b>
Effetto eliminazione utili interni		1.427	1.124	1.146	661	<b>39</b>
		<b>6.339</b>	<b>7.782</b>	<b>7.913</b>	<b>7.874</b>	<b>4.245</b>
<i>di cui:</i>						
Utile netto adjusted di terzi azionisti		1.018	1.012	975	744	188
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>		<b>5.321</b>	<b>6.770</b>	<b>6.938</b>	<b>7.130</b>	<b>4.433</b>

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Proventi su partecipazioni		163				
Differenze attive (passive) nette di cambio		(106)	92	(111)	131	<b>36</b>
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(614)	(634)	(809)	(1.078)	<b>(873)</b>
Proventi netti su titoli strumentali all'attività operativa		3	10	9	9	<b>8</b>
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(197)	(236)	(235)	(308)	<b>(240)</b>
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati		(6)	(131)	(112)	(251)	<b>(92)</b>
a dedurre:						
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		192	150	112	150	<b>170</b>
		<b>(565)</b>	<b>(749)</b>	<b>(1.146)</b>	<b>(1.347)</b>	<b>(991)</b>
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		40	64	67	61	<b>71</b>

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		655	673	634	526	<b>369</b>
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(241)	(149)	(106)	(233)	<b>(117)</b>
Plusvalenze nette da cessioni		16	332	1.121	349	<b>3.598</b>
Dividendi		164	264	659	431	<b>400</b>
Utilizzi (Accantonamenti) al fondo copertura perdite		(59)	(31)	(28)	(15)	
Altri proventi (oneri) netti		(1)	23	(157)	1.823	<b>1.865</b>
		<b>534</b>	<b>1.112</b>	<b>2.123</b>	<b>2.881</b>	<b>6.115</b>

<b>Immobilizzazioni materiali</b>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Immobilizzazioni materiali lorde</b>						
Exploration & Production		71.189	85.494	96.561	103.369	<b>107.380</b>
Gas & Power		4.750	4.155	4.206	4.373	<b>4.438</b>
Refining & Marketing		13.378	14.177	14.884	15.744	<b>16.284</b>
Versalis		5.174	5.226	5.438	5.589	<b>5.898</b>
Ingegneria & Costruzioni		9.163	10.714	11.809	12.621	<b>12.774</b>
Altre attività - Snam <sup>(*)</sup>		17.290	18.355	19.449		
Altre attività		1.592	1.614	1.617	1.617	<b>1.522</b>
Corporate e società finanziarie		373	372	422	470	<b>589</b>
Effetto eliminazione utili interni		(343)	(495)	(523)	(486)	<b>(490)</b>
		<b>122.566</b>	<b>139.612</b>	<b>153.863</b>	<b>143.297</b>	<b>148.395</b>
<b>Immobilizzazioni materiali nette</b>						
Exploration & Production		34.462	40.521	45.527	47.533	<b>48.157</b>
Gas & Power		3.235	2.614	2.501	2.412	<b>1.137</b>
Refining & Marketing		4.397	4.766	4.758	4.439	<b>4.127</b>
Versalis		853	990	960	928	<b>1.105</b>
Ingegneria & Costruzioni		6.305	7.422	7.969	8.213	<b>7.928</b>
Altre attività - Snam <sup>(*)</sup>		10.543	11.262	12.016		
Altre attività		79	78	76	76	<b>72</b>
Corporate e società finanziarie		179	171	196	227	<b>322</b>
Effetto eliminazione utili interni		(288)	(420)	(425)	(362)	<b>(342)</b>
		<b>59.765</b>	<b>67.404</b>	<b>73.578</b>	<b>63.466</b>	<b>62.506</b>

(\*) Le attività materiali Snam sono state riclassificate dal settore Gas & Power.

<b>Investimenti tecnici per settore</b>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.486	9.690	9.435	10.307	<b>10.475</b>
Gas & Power		207	265	192	225	<b>232</b>
Refining & Marketing		635	711	866	842	<b>619</b>
Versalis		145	251	216	172	<b>314</b>
Ingegneria & Costruzioni		1.630	1.552	1.090	1.011	<b>902</b>
Altre attività		44	22	10	14	<b>21</b>
Corporate e società finanziarie		57	109	128	152	<b>190</b>
Effetto eliminazione utili interni		12	(150)	(28)	38	<b>(3)</b>
<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>		<b>12.216</b>	<b>12.450</b>	<b>11.909</b>	<b>12.761</b>	<b>12.750</b>
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.479	1.420	1.529	756	
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>13.695</b>	<b>13.870</b>	<b>13.438</b>	<b>13.517</b>	<b>12.750</b>
<b>Investimenti in partecipazioni</b>		<b>2.323</b>	<b>410</b>	<b>360</b>	<b>569</b>	<b>317</b>
<b>Investimenti</b>		<b>16.018</b>	<b>14.280</b>	<b>13.798</b>	<b>14.086</b>	<b>13.067</b>

<b>Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione</b>	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>1.719</b>	<b>1.624</b>	<b>2.058</b>	<b>2.130</b>	<b>2.003</b>
Resto dell'Unione Europea		1.454	1.710	1.343	1.259	<b>1.084</b>
Resto d'Europa		574	724	1.168	1.626	<b>1.552</b>
Africa		4.645	5.083	4.369	4.725	<b>4.556</b>
Americhe		1.207	1.156	978	1.184	<b>1.503</b>
Asia		2.033	1.941	1.608	1.663	<b>1.799</b>
Altre aree		584	212	385	174	<b>253</b>
<b>Totale estero</b>		<b>10.497</b>	<b>10.826</b>	<b>9.851</b>	<b>10.631</b>	<b>10.747</b>
<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>		<b>12.216</b>	<b>12.450</b>	<b>11.909</b>	<b>12.761</b>	<b>12.750</b>
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.479	1.420	1.529	756	
Italia		1.479	1.420	1.529	756	
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>13.695</b>	<b>13.870</b>	<b>13.438</b>	<b>13.517</b>	<b>12.750</b>

<b>Indebitamento finanziario netto</b>		<b>(€ milioni)</b>			
	<b>Debiti finanziari e obbligazioni</b>	<b>Disponibilità liquide ed equivalenti</b>	<b>Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa</b>	<b>Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	<b>Totale</b>
<b>2009</b>					
Breve termine	6.736	(1.608)	(64)	(73)	<b>4.991</b>
Lungo termine	18.064				<b>18.064</b>
	<b>24.800</b>	<b>(1.608)</b>	<b>(64)</b>	<b>(73)</b>	<b>23.055</b>
<b>2010</b>					
Breve termine	7.478	(1.549)	(109)	(6)	<b>5.814</b>
Lungo termine	20.305				<b>20.305</b>
	<b>27.783</b>	<b>(1.549)</b>	<b>(109)</b>	<b>(6)</b>	<b>26.119</b>
<b>2011</b>					
Breve termine	6.495	(1.500)	(37)	(28)	<b>4.930</b>
Lungo termine	23.102				<b>23.102</b>
	<b>29.597</b>	<b>(1.500)</b>	<b>(37)</b>	<b>(28)</b>	<b>28.032</b>
<b>2012</b>					
Breve termine	5.184	(7.765)	(34)	(1.153)	<b>(3.768)</b>
Lungo termine	19.279				<b>19.279</b>
	<b>24.463</b>	<b>(7.765)</b>	<b>(34)</b>	<b>(1.153)</b>	<b>15.511</b>
<b>2013</b>					
Breve termine	4.891	(5.288)	(5.037)	(126)	<b>(5.560)</b>
Lungo termine	20.988				<b>20.988</b>
	<b>25.879</b>	<b>(5.288)</b>	<b>(5.037)</b>	<b>(126)</b>	<b>15.428</b>

# Personale

Personale a fine periodo	(numero)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production	Italia	3.883	3.906	3.797	3.933	4.133
	Eestero	6.388	6.370	6.628	7.371	8.219
		<b>10.271</b>	<b>10.276</b>	<b>10.425</b>	<b>11.304</b>	<b>12.352</b>
Gas & Power	Italia	2.585	2.479	2.310	2.126	2.178
	Eestero	2.562	2.593	2.485	2.626	2.336
		<b>5.147</b>	<b>5.072</b>	<b>4.795</b>	<b>4.752</b>	<b>4.514</b>
Refining & Marketing	Italia	6.467	6.162	5.790	5.505	5.313
	Eestero	1.699	1.860	1.801	1.620	1.629
		<b>8.166</b>	<b>8.022</b>	<b>7.591</b>	<b>7.125</b>	<b>6.942</b>
Versalis	Italia	5.045	4.903	4.750	4.606	4.615
	Eestero	1.023	1.069	1.054	1.062	1.093
		<b>6.068</b>	<b>5.972</b>	<b>5.804</b>	<b>5.668</b>	<b>5.708</b>
Ingegneria & Costruzioni	Italia	5.174	4.915	5.197	5.186	5.136
	Eestero	30.795	33.911	33.364	38.201	42.073
		<b>35.969</b>	<b>38.826</b>	<b>38.561</b>	<b>43.387</b>	<b>47.209</b>
Altre attività	Italia	968	939	880	871	818
	Eestero	-	-	-	-	-
		<b>968</b>	<b>939</b>	<b>880</b>	<b>871</b>	<b>818</b>
Corporate e società finanziarie	Italia	4.706	4.497	4.334	4.577	4.589
	Eestero	166	164	184	154	157
		<b>4.872</b>	<b>4.661</b>	<b>4.518</b>	<b>4.731</b>	<b>4.746</b>
<b>Totale occupazione a fine periodo</b>	Italia	28.828	27.801	27.058	26.804	26.782
	Eestero	42.633	45.967	45.516	51.034	55.507
		<b>71.461</b>	<b>73.768</b>	<b>72.574</b>	<b>77.838</b>	<b>82.289</b>
di cui dirigenti		1.438	1.454	1.468	1.474	1.475

## Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione

### Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2013 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 108\$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione<sup>1</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>2</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>2</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013<sup>3</sup>.

Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost Oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 49%, il 47% e il 51% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buyback; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,8%, l'1,1% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di idrocarburi, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2011, 2012 e 2013.

[1] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[2] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com) nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013".

[3] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	<b>6.332</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	<b>3.926</b>
<i>non sviluppate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	<b>2.406</b>
Acquisizioni	2								<b>2</b>
Revisioni di precedenti stime	48	94	88	12	(137)	(26)	10	17	<b>106</b>
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					<b>6</b>
Estensioni e nuove scoperte	1	13	3	14			40		<b>71</b>
Produzione	(68)	(78)	(158)	(133)	(39)	(39)	(42)	(11)	<b>(568)</b>
Cessioni		(2)		(7)					<b>(9)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>707</b>	<b>630</b>	<b>2.031</b>	<b>1.021</b>	<b>950</b>	<b>230</b>	<b>238</b>	<b>133</b>	<b>5.940</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010			23	28		317	143		<b>511</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			22	5		43	26		<b>96</b>
<i>non sviluppate</i>			1	23		274	117		<b>415</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				37		73	13		<b>123</b>
Miglioramenti di recupero assistito							1		<b>1</b>
Estensioni e nuove scoperte				19		268	233		<b>520</b>
Produzione			(2)	(1)		(2)	(4)		<b>(9)</b>
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>			<b>21</b>	<b>83</b>		<b>656</b>	<b>386</b>		<b>1.146</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>707</b>	<b>630</b>	<b>2.052</b>	<b>1.104</b>	<b>950</b>	<b>886</b>	<b>624</b>	<b>133</b>	<b>7.086</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	<b>3.716</b>
joint venture e collegate			19	4		5	26		<b>54</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>167</b>	<b>256</b>	<b>858</b>	<b>358</b>	<b>468</b>	<b>752</b>	<b>436</b>	<b>21</b>	<b>3.316</b>
consolidate	167	256	856	279	468	101	76	21	<b>2.224</b>
joint venture e collegate			2	79		651	360		<b>1.092</b>

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



Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	<b>5.940</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	<b>3.716</b>
<i>non sviluppate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	<b>2.224</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	24	20	67	82	91	(5)	34	8	<b>321</b>
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					<b>28</b>
Estensioni e nuove scoperte	4	6	10	86	85		9		<b>200</b>
Produzione	(69)	(66)	(213)	(126)	(37)	(41)	(45)	(13)	<b>(610)</b>
Cessioni	(142)			(22)	(48)				<b>(212)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>524</b>	<b>591</b>	<b>1.915</b>	<b>1.048</b>	<b>1.041</b>	<b>184</b>	<b>236</b>	<b>128</b>	<b>5.667</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		<b>1.146</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			19	4		5	26		<b>54</b>
<i>non sviluppate</i>			2	79		651	360		<b>1.092</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime						8	247		<b>255</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	3		10	135		<b>149</b>
Produzione			(2)	(1)		(6)	(4)		<b>(13)</b>
Cessioni				(4)			(34)		<b>(38)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>			<b>20</b>	<b>81</b>		<b>668</b>	<b>730</b>		<b>1.499</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>524</b>	<b>591</b>	<b>1.935</b>	<b>1.129</b>	<b>1.041</b>	<b>852</b>	<b>966</b>	<b>128</b>	<b>7.166</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	406	349	1.080	716	458	108	170	107	<b>3.394</b>
joint venture e collegate			20			82	20		<b>122</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>118</b>	<b>242</b>	<b>835</b>	<b>413</b>	<b>583</b>	<b>662</b>	<b>776</b>	<b>21</b>	<b>3.650</b>
consolidate	118	242	835	332	583	76	66	21	<b>2.273</b>
joint venture e collegate				81		586	710		<b>1.377</b>

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

<b>Riserve certe di idrocarburi</b>		(milioni di boe)							
	<b>Italia</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>Africa Settentrionale</b>	<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>Kazakhstan</b>	<b>Resto dell'Asia</b>	<b>America</b>	<b>Australia e Oceania</b>	<b>Totale</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	<b>5.667</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	406	349	1.080	716	458	108	170	107	<b>3.394</b>
<i>non sviluppate</i>	118	242	835	332	583	76	66	21	<b>2.273</b>
Acquisizioni			4						<b>4</b>
Revisioni di precedenti stime	38	35	59	169	30	81	37	59	<b>508</b>
Miglioramenti di recupero assistito				5					<b>5</b>
Estensioni e nuove scoperte	4	1	6	53		38	6		<b>108</b>
Produzione	(67)	(57)	(201)	(120)	(36)	(40)	(39)	(11)	<b>(571)</b>
Cessioni		(13)							<b>(13)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>499</b>	<b>557</b>	<b>1.783</b>	<b>1.155</b>	<b>1.035</b>	<b>263</b>	<b>240</b>	<b>176</b>	<b>5.708</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012			20	81		668	730		<b>1.499</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			20			82	20		<b>122</b>
<i>non sviluppate</i>				81		586	710		<b>1.377</b>
Acquisizioni			1	(5)		4			
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)	(1)		(13)	(4)		<b>(20)</b>
Cessioni						(652)			<b>(652)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>			<b>19</b>	<b>75</b>		<b>7</b>	<b>726</b>		<b>827</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>499</b>	<b>557</b>	<b>1.802</b>	<b>1.230</b>	<b>1.035</b>	<b>270</b>	<b>966</b>	<b>176</b>	<b>6.535</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	<b>3.387</b>
joint venture e collegate			19			3	18		<b>40</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>91</b>	<b>214</b>	<b>780</b>	<b>529</b>	<b>469</b>	<b>177</b>	<b>795</b>	<b>53</b>	<b>3.108</b>
consolidate	91	214	780	454	469	173	87	53	<b>2.321</b>
joint venture e collegate				75		4	708		<b>787</b>

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	<b>3.415</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	<b>1.951</b>
<i>non sviluppate</i>	65	142	322	217	537	100	72	9	<b>1.464</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		<b>(15)</b>
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					<b>6</b>
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		<b>39</b>
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	<b>(302)</b>
Cessioni		(2)		(7)					<b>(9)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>259</b>	<b>372</b>	<b>917</b>	<b>670</b>	<b>653</b>	<b>106</b>	<b>132</b>	<b>25</b>	<b>3.134</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		<b>208</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			18	4		5	25		<b>52</b>
<i>non sviluppate</i>			1	2		39	114		<b>156</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		<b>28</b>
Miglioramenti di recupero assistito							1		<b>1</b>
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		<b>70</b>
Produzione			(2)	(1)			(4)		<b>(7)</b>
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>			<b>17</b>	<b>22</b>		<b>110</b>	<b>151</b>		<b>300</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>259</b>	<b>372</b>	<b>934</b>	<b>692</b>	<b>653</b>	<b>216</b>	<b>283</b>	<b>25</b>	<b>3.434</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	<b>1.850</b>
joint venture e collegate			16	4			25		<b>45</b>
<b>Non sviluppate</b>									
consolidate	75	177	296	205	438	182	166		<b>1.539</b>
joint venture e collegate			1	18		110	126		<b>255</b>

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	<b>3.134</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	<b>1.850</b>
<i>non sviluppate</i>	75	177	295	187	438	72	40		<b>1.284</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	<b>181</b>
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					<b>28</b>
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		<b>86</b>
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	<b>(316)</b>
Cessioni				(6)	(23)				<b>(29)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>904</b>	<b>672</b>	<b>670</b>	<b>82</b>	<b>154</b>	<b>24</b>	<b>3.084</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		<b>300</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			16	4			25		<b>45</b>
<i>non sviluppate</i>			1	18		110	126		<b>255</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			<b>1</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			<b>4</b>
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		<b>(7)</b>
Cessioni				(4)			(28)		<b>(32)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>			<b>17</b>	<b>16</b>		<b>114</b>	<b>119</b>		<b>266</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>921</b>	<b>688</b>	<b>670</b>	<b>196</b>	<b>273</b>	<b>24</b>	<b>3.350</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>165</b>	<b>180</b>	<b>601</b>	<b>456</b>	<b>203</b>	<b>49</b>	<b>128</b>	<b>24</b>	<b>1.806</b>
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	<b>1.762</b>
joint venture e collegate			17			8	19		<b>44</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>62</b>	<b>171</b>	<b>320</b>	<b>232</b>	<b>467</b>	<b>147</b>	<b>145</b>		<b>1.544</b>
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		<b>1.322</b>
joint venture e collegate				16		106	100		<b>222</b>

<b>Riserve certe di petrolio</b>		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	<b>3.084</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	165	180	584	456	203	41	109	24	<b>1.762</b>
<i>non sviluppate</i>	62	171	320	216	467	41	45		<b>1.322</b>
Acquisizioni			3						<b>3</b>
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	<b>236</b>
Miglioramenti di recupero assistito				5					<b>5</b>
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		<b>58</b>
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	<b>(297)</b>
Cessioni		(10)							<b>(10)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>830</b>	<b>723</b>	<b>679</b>	<b>128</b>	<b>147</b>	<b>22</b>	<b>3.079</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		<b>266</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			17			8	19		<b>44</b>
<i>non sviluppate</i>				16		106	100		<b>222</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		<b>(7)</b>
Cessioni						(111)			<b>(111)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>			<b>16</b>	<b>15</b>		<b>1</b>	<b>116</b>		<b>148</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>846</b>	<b>738</b>	<b>679</b>	<b>129</b>	<b>263</b>	<b>22</b>	<b>3.227</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	<b>1.831</b>
joint venture e collegate			16				19		<b>35</b>
<b>Non sviluppate</b>									
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	<b>1.248</b>
joint venture e collegate				15		1	97		<b>113</b>

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	<b>458.664</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	<b>310.500</b>
<i>non sviluppate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	<b>148.164</b>
Acquisizioni	257								<b>257</b>
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	<b>18.995</b>
Miglioramenti di recupero assistito		93							<b>93</b>
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		<b>5.096</b>
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	<b>(41.862)</b>
Cessioni		(14)		(11)					<b>(25)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>70.520</b>	<b>40.360</b>	<b>175.303</b>	<b>55.186</b>	<b>46.642</b>	<b>19.405</b>	<b>16.699</b>	<b>17.103</b>	<b>441.218</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		<b>47.692</b>
<i>di cui: sviluppate</i>			627	107		6.051	173		<b>6.958</b>
<i>non sviluppate</i>			69	3.232		36.979	454		<b>40.734</b>
Acquisizioni		54							<b>54</b>
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		<b>14.939</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		<b>70.764</b>
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		<b>(356)</b>
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>		<b>50</b>	<b>568</b>	<b>9.580</b>		<b>85.880</b>	<b>37.015</b>		<b>133.093</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2011</b>	<b>70.520</b>	<b>40.410</b>	<b>175.871</b>	<b>64.766</b>	<b>46.642</b>	<b>105.285</b>	<b>53.714</b>	<b>17.103</b>	<b>574.311</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>55.989</b>	<b>28.159</b>	<b>87.427</b>	<b>40.807</b>	<b>41.917</b>	<b>15.623</b>	<b>11.124</b>	<b>13.909</b>	<b>294.955</b>
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	<b>293.444</b>
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		<b>1.511</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>14.531</b>	<b>12.251</b>	<b>88.444</b>	<b>23.959</b>	<b>4.725</b>	<b>89.662</b>	<b>42.590</b>	<b>3.194</b>	<b>279.356</b>
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	<b>147.774</b>
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		<b>131.582</b>

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

<b>Riserve certe di gas naturale</b>		(milioni di metri cubi)							
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	<b>441.218</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	<b>293.444</b>
<i>non sviluppate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	<b>147.774</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	<b>17.156</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		<b>17.789</b>
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	<b>(45.728)</b>
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				<b>(28.626)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>46.201</b>	<b>37.317</b>	<b>157.418</b>	<b>58.341</b>	<b>57.701</b>	<b>15.925</b>	<b>12.709</b>	<b>16.197</b>	<b>401.809</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		<b>133.093</b>
<i>di cui: sviluppate</i>		3	498	108		665	237		<b>1.511</b>
<i>non sviluppate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		<b>131.582</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		<b>37.982</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		<b>22.476</b>
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		<b>(923)</b>
Cessioni				(99)			(871)		<b>(970)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>		<b>2</b>	<b>460</b>	<b>10.007</b>		<b>86.183</b>	<b>95.006</b>		<b>191.658</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>46.201</b>	<b>37.319</b>	<b>157.878</b>	<b>68.348</b>	<b>57.701</b>	<b>102.108</b>	<b>107.715</b>	<b>16.197</b>	<b>593.467</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>37.512</b>	<b>26.186</b>	<b>77.473</b>	<b>40.477</b>	<b>39.686</b>	<b>21.926</b>	<b>9.617</b>	<b>13.003</b>	<b>265.880</b>
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	<b>253.866</b>
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		<b>12.014</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>8.689</b>	<b>11.133</b>	<b>80.405</b>	<b>27.871</b>	<b>18.015</b>	<b>80.182</b>	<b>98.098</b>	<b>3.194</b>	<b>327.587</b>
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	<b>147.943</b>
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		<b>179.644</b>

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



<b>Riserve certe di gas naturale</b>		(milioni di metri cubi)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	<b>401.809</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	<b>253.866</b>
<i>non sviluppate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	<b>147.943</b>
Acquisizioni			130						<b>130</b>
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	<b>42.331</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		<b>7.855</b>
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	<b>(42.722)</b>
Cessioni		(480)							<b>(480)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.162</b>	<b>67.202</b>	<b>55.402</b>	<b>21.089</b>	<b>14.397</b>	<b>24.001</b>	<b>408.923</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		<b>191.658</b>
<i>di cui: sviluppate</i>		2	460			11.388	164		<b>12.014</b>
<i>non sviluppate</i>				10.007		74.795	94.842		<b>179.644</b>
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		<b>(77)</b>
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		<b>(1.924)</b>
Cessioni						(84.128)			<b>(84.128)</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>			<b>421</b>	<b>9.350</b>		<b>803</b>	<b>94.955</b>		<b>105.529</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.583</b>	<b>76.552</b>	<b>55.402</b>	<b>21.892</b>	<b>109.352</b>	<b>24.001</b>	<b>514.452</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>35.835</b>	<b>25.587</b>	<b>69.282</b>	<b>36.666</b>	<b>42.144</b>	<b>8.483</b>	<b>8.920</b>	<b>15.894</b>	<b>242.811</b>
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	<b>241.860</b>
joint venture e collegate			418			382	151		<b>951</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.494</b>	<b>9.754</b>	<b>79.301</b>	<b>39.886</b>	<b>13.258</b>	<b>13.409</b>	<b>100.432</b>	<b>8.107</b>	<b>271.641</b>
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	<b>167.063</b>
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		<b>104.578</b>

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.583</b>	<b>4.209</b>	<b>7.046</b>	<b>7.882</b>	<b>1.679</b>	<b>1.411</b>	<b>1.766</b>	<b>437</b>	<b>28.013</b>
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(b)</sup>	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.848</b>	<b>2.968</b>	<b>4.919</b>	<b>3.941</b>	<b>1.230</b>	<b>377</b>	<b>490</b>	<b>196</b>	<b>15.969</b>
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(c)</sup></b>	<b>1.087</b>	<b>925</b>	<b>1.906</b>	<b>1.261</b>	<b>817</b>	<b>220</b>	<b>306</b>	<b>76</b>	<b>6.598</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
<b>Totale ricavi</b>		<b>2</b>	<b>19</b>	<b>93</b>		<b>89</b>	<b>262</b>		<b>465</b>
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(9)</b>	<b>9</b>	<b>65</b>		<b>29</b>	<b>51</b>		<b>145</b>
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(9)</b>	<b>5</b>	<b>30</b>		<b>(3)</b>	<b>47</b>		<b>70</b>

(a) I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

(b) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

(c) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €118 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €20 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi									
(€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	<b>18.190</b>
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	<b>15.331</b>
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.762</b>	<b>3.892</b>	<b>11.467</b>	<b>8.283</b>	<b>1.827</b>	<b>1.812</b>	<b>1.720</b>	<b>758</b>	<b>33.521</b>
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	<b>(3.368)</b>
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			<b>(1.558)</b>
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	<b>(1.835)</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	<b>(6.612)</b>
Altri (oneri) proventi	(198)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	<b>(1.600)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>2.144</b>	<b>2.278</b>	<b>8.247</b>	<b>3.374</b>	<b>1.722</b>	<b>461</b>	<b>30</b>	<b>292</b>	<b>18.548</b>
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	<b>(11.235)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>1.225</b>	<b>754</b>	<b>3.053</b>	<b>866</b>	<b>986</b>	<b>285</b>	<b>16</b>	<b>128</b>	<b>7.313</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		<b>510</b>
<b>Totale ricavi</b>		<b>2</b>	<b>20</b>	<b>44</b>		<b>144</b>	<b>300</b>		<b>510</b>
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		<b>(49)</b>
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		<b>(136)</b>
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			<b>(22)</b>
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		<b>(141)</b>
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		<b>(114)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(61)</b>	<b>5</b>	<b>(33)</b>		<b>75</b>	<b>62</b>		<b>48</b>
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		<b>(73)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(61)</b>	<b>2</b>	<b>(29)</b>		<b>39</b>	<b>24</b>		<b>(25)</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	<b>16.806</b>
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	<b>12.752</b>
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.784</b>	<b>3.172</b>	<b>10.064</b>	<b>7.119</b>	<b>1.571</b>	<b>1.734</b>	<b>1.630</b>	<b>484</b>	<b>29.558</b>
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	<b>(3.566)</b>
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	<b>(1.416)</b>
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	<b>(1.736)</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(909)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	<b>(5.996)</b>
Altri (oneri) proventi	(271)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	<b>(1.874)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.855</b>	<b>1.755</b>	<b>6.802</b>	<b>2.207</b>	<b>1.162</b>	<b>603</b>	<b>324</b>	<b>262</b>	<b>14.970</b>
Imposte sul risultato	(873)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	<b>(8.702)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>982</b>	<b>749</b>	<b>2.521</b>	<b>505</b>	<b>766</b>	<b>425</b>	<b>207</b>	<b>113</b>	<b>6.268</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		<b>488</b>
<b>Totale ricavi</b>			<b>20</b>	<b>26</b>		<b>199</b>	<b>243</b>		<b>488</b>
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		<b>(96)</b>
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		<b>(131)</b>
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		<b>(37)</b>
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		<b>(107)</b>
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		<b>(62)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(13)</b>	<b>6</b>	<b>(30)</b>		<b>64</b>	<b>28</b>		<b>55</b>
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		<b>(19)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(13)</b>	<b>2</b>	<b>(40)</b>		<b>29</b>	<b>58</b>		<b>36</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate di €20 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €6 milioni.

Costi capitalizzati <sup>(a)</sup>		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	<b>82.962</b>
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	<b>6.768</b>
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	<b>2.912</b>
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	<b>15.215</b>
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>13.609</b>	<b>16.138</b>	<b>21.253</b>	<b>25.857</b>	<b>8.311</b>	<b>8.380</b>	<b>12.202</b>	<b>2.107</b>	<b>107.857</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	<b>(59.247)</b>
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate <sup>(b) (c)</sup></b>	<b>4.245</b>	<b>6.792</b>	<b>10.582</b>	<b>11.632</b>	<b>7.383</b>	<b>2.378</b>	<b>4.323</b>	<b>1.275</b>	<b>48.610</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		<b>1.422</b>
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			<b>333</b>
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		<b>16</b>
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		<b>1.389</b>
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>77</b>	<b>91</b>	<b>1.104</b>		<b>1.363</b>	<b>525</b>		<b>3.160</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		<b>(659)</b>
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate <sup>(b) (c)</sup></b>		<b>22</b>	<b>19</b>	<b>1.104</b>		<b>942</b>	<b>414</b>		<b>2.501</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	13.516	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	<b>87.373</b>
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	<b>6.766</b>
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	<b>2.905</b>
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	<b>13.954</b>
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>14.615</b>	<b>15.722</b>	<b>21.140</b>	<b>27.532</b>	<b>8.535</b>	<b>8.769</b>	<b>12.797</b>	<b>1.888</b>	<b>110.998</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.269)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	<b>(62.180)</b>
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate <sup>(b) (c)</sup></b>	<b>4.346</b>	<b>7.141</b>	<b>9.770</b>	<b>11.970</b>	<b>7.535</b>	<b>2.500</b>	<b>4.391</b>	<b>1.165</b>	<b>48.818</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		<b>980</b>
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			<b>126</b>
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		<b>11</b>
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		<b>1.461</b>
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>74</b>	<b>88</b>	<b>1.093</b>		<b>513</b>	<b>810</b>		<b>2.578</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		<b>(673)</b>
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate <sup>(b) (c)</sup></b>		<b>18</b>	<b>21</b>	<b>1.093</b>		<b>108</b>	<b>665</b>		<b>1.905</b>

(a) I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €672 milioni nel 2012 e per €715 milioni nel 2013 per le società consolidate e per €24 milioni nel 2012 e per €12 milioni nel 2013 per le società in joint venture e collegate.

(c) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €4.071 milioni nel 2012 e €3.703 milioni nel 2013 e per le società in joint venture e collegate pari a €74 milioni nel 2012 e €76 milioni nel 2013.

Costi sostenuti <sup>(a)</sup>		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>853</b>	<b>2.021</b>	<b>1.672</b>	<b>2.877</b>	<b>941</b>	<b>541</b>	<b>1.031</b>	<b>310</b>	<b>10.246</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo <sup>(c)</sup>		2	3	659		68	154		886
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>7</b>	<b>3</b>	<b>664</b>		<b>76</b>	<b>163</b>		<b>913</b>
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.077</b>	<b>2.636</b>	<b>1.608</b>	<b>3.415</b>	<b>765</b>	<b>895</b>	<b>1.153</b>	<b>112</b>	<b>11.661</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo <sup>(c)</sup>		19	7	117		188	154		485
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>32</b>	<b>9</b>	<b>128</b>		<b>192</b>	<b>154</b>		<b>515</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>729</b>	<b>2.212</b>	<b>969</b>	<b>3.374</b>	<b>601</b>	<b>952</b>	<b>1.251</b>	<b>141</b>	<b>10.229</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo <sup>(c)</sup>		1	5	39		353	318		716
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>6</b>	<b>8</b>	<b>39</b>		<b>434</b>	<b>319</b>		<b>806</b>

(a) I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 918 milioni nel 2011, per € 1.381 milioni nel 2012 e decrementi per € 191 milioni nel 2013.

(c) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 15 milioni nel 2011, per € 63 milioni nel 2012 e per € 10 milioni nel 2013.

## Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza te-

nerne conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.



Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	<b>323.273</b>
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	<b>(61.421)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	<b>(35.751)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>27.748</b>	<b>23.249</b>	<b>82.559</b>	<b>38.338</b>	<b>38.893</b>	<b>3.709</b>	<b>7.457</b>	<b>4.148</b>	<b>226.101</b>
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	<b>(109.381)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>18.748</b>	<b>7.337</b>	<b>35.883</b>	<b>15.263</b>	<b>29.027</b>	<b>2.585</b>	<b>4.983</b>	<b>2.894</b>	<b>116.720</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	<b>(54.482)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>9.056</b>	<b>4.765</b>	<b>19.692</b>	<b>10.430</b>	<b>11.428</b>	<b>2.026</b>	<b>3.069</b>	<b>1.772</b>	<b>62.238</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		<b>23.744</b>
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		<b>(6.873)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		<b>(3.186)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>		<b>14</b>	<b>354</b>	<b>1.248</b>		<b>3.354</b>	<b>8.715</b>		<b>13.685</b>
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		<b>(6.387)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>		<b>11</b>	<b>351</b>	<b>1.059</b>		<b>2.530</b>	<b>3.347</b>		<b>7.298</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		<b>(4.638)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>		<b>11</b>	<b>168</b>	<b>584</b>		<b>705</b>	<b>1.192</b>		<b>2.660</b>
<b>Totale</b>	<b>9.056</b>	<b>4.776</b>	<b>19.860</b>	<b>11.014</b>	<b>11.428</b>	<b>2.731</b>	<b>4.261</b>	<b>1.772</b>	<b>64.898</b>
<b>31 dicembre 2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	<b>311.891</b>
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	<b>(63.345)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	<b>(33.923)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>20.756</b>	<b>23.211</b>	<b>81.376</b>	<b>35.261</b>	<b>40.141</b>	<b>3.053</b>	<b>6.986</b>	<b>3.839</b>	<b>214.623</b>
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	<b>(102.861)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>13.845</b>	<b>8.148</b>	<b>37.120</b>	<b>13.913</b>	<b>29.848</b>	<b>2.150</b>	<b>4.080</b>	<b>2.658</b>	<b>111.762</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	<b>(50.470)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>8.326</b>	<b>5.518</b>	<b>20.581</b>	<b>8.937</b>	<b>11.905</b>	<b>1.654</b>	<b>2.743</b>	<b>1.628</b>	<b>61.292</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		<b>29.074</b>
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		<b>(7.998)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		<b>(3.743)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>			<b>438</b>	<b>2.917</b>		<b>3.412</b>	<b>10.566</b>		<b>17.333</b>
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		<b>(7.851)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>			<b>402</b>	<b>1.626</b>		<b>2.617</b>	<b>4.837</b>		<b>9.482</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		<b>(6.536)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>			<b>196</b>	<b>664</b>		<b>870</b>	<b>1.216</b>		<b>2.946</b>
<b>Totale</b>	<b>8.326</b>	<b>5.518</b>	<b>20.777</b>	<b>9.601</b>	<b>11.905</b>	<b>2.524</b>	<b>3.959</b>	<b>1.628</b>	<b>64.238</b>

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	<b>291.823</b>
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	<b>(62.427)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	<b>(35.184)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>17.986</b>	<b>20.281</b>	<b>67.967</b>	<b>35.205</b>	<b>38.237</b>	<b>4.651</b>	<b>6.287</b>	<b>3.598</b>	<b>194.212</b>
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	<b>(89.710)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>12.210</b>	<b>7.535</b>	<b>32.080</b>	<b>14.714</b>	<b>28.298</b>	<b>3.260</b>	<b>3.900</b>	<b>2.505</b>	<b>104.502</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	<b>(48.325)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>7.162</b>	<b>5.425</b>	<b>17.753</b>	<b>9.095</b>	<b>11.314</b>	<b>1.577</b>	<b>2.547</b>	<b>1.304</b>	<b>56.177</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		<b>22.066</b>
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		<b>(7.134)</b>
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		<b>(2.474)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>			<b>343</b>	<b>2.491</b>		<b>151</b>	<b>9.473</b>		<b>12.458</b>
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		<b>(5.854)</b>
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>			<b>323</b>	<b>874</b>		<b>90</b>	<b>5.317</b>		<b>6.604</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		<b>(4.277)</b>
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>			<b>148</b>	<b>473</b>		<b>70</b>	<b>1.636</b>		<b>2.327</b>
<b>Totale</b>	<b>7.162</b>	<b>5.425</b>	<b>17.901</b>	<b>9.568</b>	<b>11.314</b>	<b>1.647</b>	<b>4.183</b>	<b>1.304</b>	<b>58.504</b>

<b>Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati</b> (€ milioni)			
	<b>Società consolidate</b>	<b>Società in joint venture e collegate</b>	<b>Totale</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>46.077</b>	<b>1.083</b>	<b>47.160</b>
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	<b>(24.044)</b>
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	<b>41.403</b>
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	<b>4.037</b>
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	<b>(4.282)</b>
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	<b>8.167</b>
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	<b>1.250</b>
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	<b>8.875</b>
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	<b>(18.745)</b>
- acquisizioni di riserve	37	10	<b>47</b>
- cessioni di riserve	(146)		<b>(146)</b>
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	<b>1.176</b>
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>16.161</b>	<b>1.577</b>	<b>17.738</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2011</b>	<b>62.238</b>	<b>2.660</b>	<b>64.898</b>
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	<b>(28.920)</b>
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	<b>2.208</b>
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	<b>5.680</b>
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	<b>(4.159)</b>
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	<b>8.608</b>
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	<b>4.549</b>
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	<b>13.004</b>
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	<b>1.377</b>
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	<b>(2.124)</b>
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	<b>(883)</b>
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(946)</b>	<b>286</b>	<b>(660)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2012</b>	<b>61.292</b>	<b>2.946</b>	<b>64.238</b>
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	<b>(24.837)</b>
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	<b>(3.855)</b>
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	<b>1.702</b>
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	<b>(7.248)</b>
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	<b>9.121</b>
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	<b>6.087</b>
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	<b>12.458</b>
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	<b>5.966</b>
- acquisizioni di riserve	74		<b>74</b>
- cessioni di riserve	(252)	(770)	<b>(1.022)</b>
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	<b>(4.180)</b>
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(5.115)</b>	<b>(619)</b>	<b>(5.734)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2013</b>	<b>56.177</b>	<b>2.327</b>	<b>58.504</b>

## Dati infrannuali

Principali dati economico-finanziari delle continuing operations <sup>(a) (b)</sup>

	2011				2012				2013				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi	28.408	24.118	25.516	29.648	33.140	30.063	31.494	32.523	127.220	28.111	29.423	26.023	114.722
Utile operativo	5.583	3.604	4.241	3.375	6.549	2.791	4.081	1.650	15.071	3.834	3.303	260	8.856
Utile operativo adjusted:	5.010	3.717	4.267	4.236	6.237	4.221	4.370	4.970	19.798	3.713	3.439	3.519	12.618
Exploration & Production	4.131	3.822	3.909	4.213	5.095	4.239	4.336	4.867	18.537	3.999	3.409	3.321	14.646
Gas & Power	335	(314)	(196)	(72)	1.019	(401)	(304)	42	356	(227)	(436)	(356)	(665)
Refining & Marketing	(149)	(124)	2	(268)	(224)	(142)	52	(7)	(321)	(152)	(174)	(61)	(482)
Versalis	(13)	(32)	(77)	(151)	(169)	(25)	(173)	(116)	(483)	(63)	(82)	(111)	(386)
Ingegneria & Costruzioni	342	378	333	390	378	389	387	320	1.474	204	(680)	238	(84)
Altre attività	(45)	(60)	(52)	(69)	(45)	(57)	(40)	(80)	(222)	(55)	(52)	(51)	(210)
Corporate e società finanziarie	(84)	(69)	(94)	(19)	(80)	(99)	(64)	(82)	(325)	(82)	(76)	(82)	(332)
Effetto eliminazione degli utili intermedi e altre elisioni	493	116	442	212	263	317	176	26	782	89	38	(44)	129
Utile netto <sup>(c)</sup>	2.547	1.254	1.770	1.289	3.617	227	2.485	1.461	7.790	1.543	275	3.989	(647)
-continuing operations	2.614	1.197	1.775	1.316	3.544	156	2.464	(1.964)	4.200	1.543	275	3.989	(647)
-discontinued operations	(67)	57	(5)	(27)	73	71	21	3.425	3.590				
Investimenti tecnici	2.615	3.343	2.568	3.383	2.632	3.015	3.224	3.890	12.761	3.119	2.812	3.053	3.766
Investimenti in partecipazioni	41	87	92	140	245	61	207	56	569	113	63	40	101
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	24.951	25.978	28.273	28.032	27.426	26.909	19.617	15.511	15.511	15.985	16.492	15.146	15.428

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti dalla Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Liberalizzazioni 1/2012, convertito in Legge il 24 marzo 2012, sono stati rappresentati a partire dal 1° luglio 2012 come "discontinued operations". I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di re-statement per omogeneità.

(c) Di competenza Eni.

## Dati di scenario

	2011				2012				2013				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(b)</sup>	104,97	117,36	113,46	109,31	111,27	118,49	108,19	109,61	110,02	112,60	102,44	110,37	109,27
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,367	1,439	1,413	1,348	1,392	1,311	1,281	1,250	1,297	1,321	1,306	1,324	1,361
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	76,79	81,56	80,30	81,09	79,94	90,38	84,46	87,69	84,83	85,24	78,44	83,36	80,29
Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	1,74	1,09	2,87	2,52	2,06	2,92	5,89	7,96	2,54	3,97	3,97	2,14	0,48
Margini di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	3,35	2,20	2,92	3,13	2,90	3,26	6,31	7,35	2,83	4,30	3,76	1,69	0,64
Margini europei medi di raffinazione in euro	1,27	0,76	2,03	1,87	1,48	2,23	4,60	6,37	1,96	3,01	3,04	1,62	0,35
Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	9,09	9,36	8,74	8,92	9,03	9,34	9,09	9,00	10,49	11,46	10,06	10,11	10,95
Euribor - a tre mesi (%)	1,1	1,4	1,6	1,5	1,4	1,0	0,7	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,3	0,3	0,5	0,3	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di BTU. Fonte: Platt's Oilgram.











## Abbreviazioni

/a	anno	GWh	gigawattora
bbbl	barili	km	chilometri
bbbl/g	barili/giorno	mc	metri cubi
boe	barili di petrolio equivalente	mgj	migliaia
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	mld	miliardi
EPC	Engineering Procurement Construction	mIn	milioni
EPCI	Engineering Procurement Construction Installation	n.	numero
Feed	Front end engineering design	NGL	Natural Gas Liquids
FPSO	Floating Production Storage and Offloading system	PCA	Production Concession Agreement
/g	giorno	PMC	Project Management Consultant
GNL	gas naturale liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	gas di petrolio liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
		tep	tonnellate di petrolio equivalente
		ton	tonnellate
		TWh	terawattora

# Tabella di conversione dell'energia

## Petrolio [densità media di riferimento 32,35 °API, densità relativa 0,8636]

1 barile	(bbl)	158,987 l petrolio <sup>(a)</sup>	0,159 m <sup>3</sup> petrolio	162,602 m <sup>3</sup> gas 5,800,000 btu	5,492 ft <sup>3</sup> gas
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno			
1 metro cubo	(m <sup>3</sup> )	1,000 l petrolio	6,43 bbl	1,033 m <sup>3</sup> gas	36,481 ft <sup>3</sup> gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1,160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m <sup>3</sup> petrolio 1,187 m <sup>3</sup> gas	41,911 ft <sup>3</sup> gas

## Gas

1 metro cubo	(m <sup>3</sup> )	0,976 l petrolio	0,00643 bbl	35,314,67 btu	35,315 ft <sup>3</sup> gas
1.000 piedi cubi	(ft <sup>3</sup> )	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1,000,000 btu	27,317 m <sup>3</sup> gas 0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m <sup>3</sup> petrolio	28,3 m <sup>3</sup> gas 1,000 ft <sup>3</sup> gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52,000,000 btu	52,000 ft <sup>3</sup> gas

## Energia elettrica

1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m <sup>3</sup> petrolio	94,488 m <sup>3</sup> gas	3,412,14 ft <sup>3</sup> gas
1 terajoule	(TJ)	25,981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m <sup>3</sup> petrolio	26,939,46 m <sup>3</sup> gas	947,826,7 ft <sup>3</sup> gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m <sup>3</sup> petrolio	112,4 m <sup>3</sup> gas	3,968,3 ft <sup>3</sup> gas

(a) l petrolio: litri di petrolio.

## Fattori di conversione delle masse

	chilogrammo (kg)	libbra (lb)	tonnellata metrica (t)
kg	1	2,2046	0,001
lb	0,4536	1	0,0004536
t	1.000	22,046	1

## Fattori di conversione delle lunghezze

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	iarda (yd)
m	1	39,37	3,281	1,093
in	0,0254	1	0,0833	0,0278
ft	0,3048	12	1	0,3333
yd	0,9144	36	3	1

## Fattori di conversione dei volumi

	piede cubo (ft <sup>3</sup> )	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m <sup>3</sup> )
ft <sup>3</sup>	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,615	1	159	0,158984
l	0,035311	0,0063	1	0,001
m <sup>3</sup>	35,3107	6,2898	10 <sup>3</sup>	1

## Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com



## eni spa

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2013:

euro 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma,

codice fiscale 00484960588

partita IVA 00905811006

Sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1

San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

## Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta

ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998

Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito

presso la US Securities and Exchange Commission

Fact Book (in italiano e in inglese)

Eni in 2013 (in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno

redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998

Interim consolidated report as of June 30

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998

(in italiano e in inglese)

Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi

dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

**Sito internet:** eni.com

**Centralino:** +39-0659821

**Numero verde:** 800940924

**Casella e-mail:** segreteria@societaria.azionisti@eni.com

## ADRs/Depositary

BNY Mellon Shareowner Services

P.O. Box 30170

College Station, TX 77842-3170

shrelations@cpushareownerservices.com

## Overnight correspondence should be sent to:

BNY Mellon Shareowner Services

211 Quality Circle, Suite 210

College Station, TX 77845

Toll Free numbers for domestic calls: - 1-888-269-2377

Number for International calls: - 201-680-6825

## Institutional Investors' contacts for issuances/cancellations of ADRs:

UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;

mark.lewis@bnymellon.com

USA: Kristen Resch Enea - Tel. +1 212 815 2213;

kristen.resch@bnymellon.com

Hong Kong: Herston Powers - Tel. +852 2840 9868;

Herston.Powers@bnymellon.com

**Copertina:** Inarea - Roma

**Impaginazione e supervisione:** Korus - Roma

**Stampa:** Stabilimento Tipografico Ugo Quintily SpA - Roma

**Stampato su carta ecologica:** Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



\*00147\*