

Fact Book 2014

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, Bulgaria, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Groenlandia, 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, Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Kenia, Liberia, Libia, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Tunisia, Uganda

ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Corea del Sud, Emirati Arabi Uniti, Filippine, Giappone, India, Indonesia, Iraq, Kazakistan, Kuwait, Malesia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Thailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam

AMERICA

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



Fact Book 2014

Sommario

	Eni in sintesi	4
	Modello di business	10
	Exploration & Production	12
	Gas & Power	38
	Refining & Marketing	46
	Versalis	56
	Ingegneria & Costruzioni	60

Tavole

Dati Economico-Finanziari	66
Personale	81
Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione	82
Dati infrannuali	101

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

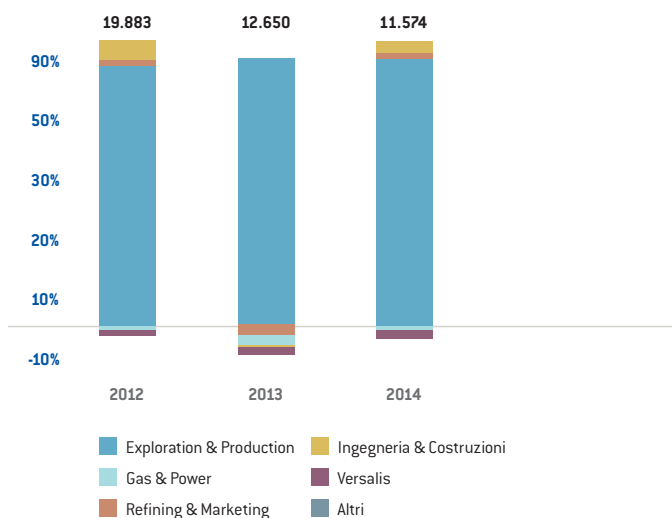
Risultati

Nel 2014, in una congiuntura di mercato sfavorevole, Eni ha conseguito eccellenti risultati e una generazione di cassa record per effetto dell'elevato valore della produzione upstream e l'accelerazione della ristrutturazione dei business mid e downstream.

L'utile operativo adjusted è stato di €11,57 miliardi e l'utile netto adjusted di €3,71 miliardi con una riduzione rispettivamente del 9% e del 16% rispetto al 2013. I settori mid-downstream hanno migliorato le performance complessivamente di €1,2 miliardi grazie alla rinegoziazione dei contratti gas, al taglio dei costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione, compensando il calo della E&P a causa della flessione del prezzo del Brent.

Utile operativo adjusted - continuing operations

(€ milioni)



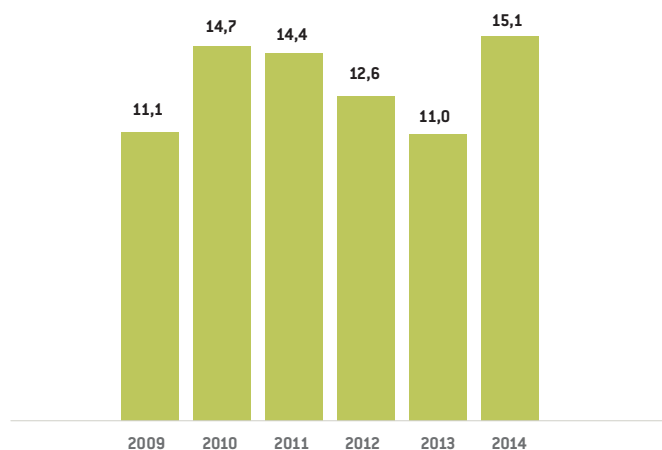
L'utile netto reported è stato di €1,29 miliardi e sconta oneri straordinari netti di €1,41 miliardi riferiti principalmente a svalutazioni di impianti e della fiscalità differita delle società italiane oltre che l'adeguamento del valore delle scorte di petrolio e prodotti ai valori correnti per €1 miliardo. Rispetto al 2013, si evidenzia una riduzione del 75% dovuta alla circostanza che nell'esercizio precedente furono rilevate plusvalenze relative alla cessione del 20% della scoperta in Mozambico e all'allineamento al prezzo di vendita dell'Artic Russia, per complessivi €4,7 miliardi.

Il cash flow è stato il più elevato degli ultimi sei anni con €15,1 miliardi grazie anche al significativo contributo del capitale circolante in E&P, G&P e Saipem. Gli incassi del programma di dismissioni sono stati €3,68 miliardi, relativi in particolare alla cessione della partecipazione in Artic Russia, dell'8% di Galp e dell'interest Eni nel progetto South Stream. Tali flussi hanno finanziato gli investimenti tecnici di €12,24 miliardi, il pagamento del dividendo Eni di €4 miliardi, nonché il riacquisto di azioni proprie per €0,38 miliardi, determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €1,28 miliardi.

Al 31 dicembre 2014 il leverage è pari a 0,22, in riduzione rispetto allo 0,25 del 31 dicembre 2013.

Cash flow operativo

(€ miliardi)



Dividendo > I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,12 per azione (€1,10 nel 2013) di cui €0,56 distribuiti come acconto nel settembre 2014.

Il buy back di 21,66 milioni di azioni per un controvalore di €0,38 miliardi, insieme ai dividendi, ha determinato un distribution yield dell'8,3%.

Produzione di idrocarburi > Nel 2014 la produzione è stata di 1,598 milioni di boe/giorno con un incremento dello 0,6% rispetto al 2013, escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola che hanno più che assorbito il declino delle produzioni matu-

re. Gli avvii e i ramp-up dei nuovi giacimenti hanno contribuito per 126 mila barili/giorno.

Riserve certe di idrocarburi > Le riserve certe a fine anno si attestano a 6,6 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo del 112%. La vita residua è di 11,3 anni.

Start-up > Nell'anno sono stati avviati i due grandi progetti offshore West Hub nel Blocco 15/06 in Angola e Nené nel Blocco Marine XII in Congo con un time-to-market che rappresenta il benchmark per l'industria.

Successi esplorativi > Nel 2014 è proseguito il track-record di successi esplorativi, con circa 900 milioni di boe di risorse accertate al costo unitario competitivo di \$2,1 al barile. Le principali scoperte effettuate in Angola, Congo, Ecuador, Indonesia e Gabon, sono state fatte near-field e avranno un rapido time-to-market.

Rinegoziazione dei contratti gas e riduzione take-or-pay > Sono stati rinegoziati alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Inoltre sono stati ridotti gli anticipi cumulati per effetto della clausola di "take-or-pay" nei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine con un beneficio sulla cassa di €0,66 miliardi grazie alle rinegoziazioni e alle azioni di ottimizzazione delle vendite.

Turnaround nella raffinazione e nella Chimica > Le iniziative del 2014 hanno consentito di ridurre di circa il 30% la capacità di raffinazione rispetto al 2012 grazie alla definizione del progetto di riconversione di Gela, all'avvio della green refinery di Venezia e alla cessione della quota di capacità nell'Europa dell'Est. Il tasso di utilizzo della capacità è aumentato rispetto allo scorso anno, determinando la riduzione del margine di break-even delle raffinerie Eni al di sotto dei \$6 al barile.

- Con l'accordo delle istituzioni italiane e delle parti sociali territoriali è stato definito il progetto di conversione della raffineria di Gela in bioraffineria e hub logistico e l'avvio di iniziative industriali volte a rilanciare il settore upstream nel territorio siciliano. Il progetto integra gli obiettivi di economicità e sostenibilità di Eni facendo leva su importanti investimenti, sull'innovazione tecnologica e sulle competenze interne.
- Firmato un accordo per la riconversione del sito petrolchimico di Porto Marghera in un business di chimica verde che avvalendosi della partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences sarà in grado di produrre specialty ad alto valore aggiunto per applicazioni industriali. L'impianto di cracking da carica petrolifera sarà chiuso in maniera definitiva.

Ristrutturazione della chimica Eni in Sardegna > È stato avviato il progetto Chimica Verde di Matrica, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. La

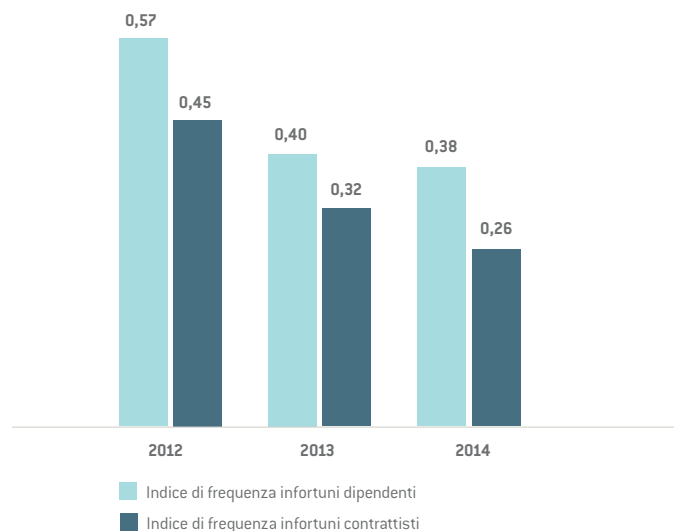
joint venture produce a partire da materie prime vegetali, componenti base destinate ad applicazioni industriali. L'impianto chimico presso Sarroch è stato dismesso.

Performance di Sostenibilità

Sicurezza delle persone > Nel 2014 è proseguito il programma "Eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione in materia di sicurezza. L'iniziativa e gli investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di ottenere un'ottima performance negli indici di frequenza degli infortuni con un calo del 12,6%, confermando per il decimo anno consecutivo il trend di miglioramento. Nonostante la riduzione del fatality index (-27%), si sono registrati quattro infortuni mortali.

Indice di frequenza infortuni

(Infortuni/ore lavorate) x 1.000.000



La trasparenza nel Corporate Reporting > Nel 2014 Eni è stata classificata prima società al mondo per trasparenza dell'informazione societaria nella graduatoria stilata da Transparency International. Tale valutazione ha considerato l'informazione societaria sotto tre aspetti: i programmi di anticorruzione, l'organizzazione (ad esempio le informazioni sui rapporti con le società controllate e collegate) e la pubblicazione dei principali dati economico-finanziari per Paese.

LEAD Board Programme > Eni è stata una delle sei imprese al mondo ad aver aderito alla fase pilota del UN Global Compact LEAD Board Programme, un programma dedicato ai Consigli di Amministrazione delle aziende per rafforzare la loro consapevolezza in materia di sostenibilità. Il primo modulo "The materiality of sustainability", ha portato all'attenzione del Board i temi di sostenibilità più rilevanti ai fini della creazione di valore per l'azienda. L'iniziativa proseguirà nel 2015.

Strategia

Piano industriale

Eni ha definito per il prossimo quadriennio un action plan particolarmente rigoroso, al fine di fronteggiare/minimizzare gli impatti determinati dal crollo del prezzo del Brent, di preservare una solida struttura finanziaria anche in uno scenario di prezzi debole, in particolare nei primi anni.

È confermato l'obiettivo prioritario della generazione di cassa, che sarà perseguito attraverso mirate azioni industriali nei business, investimenti selettivi e focalizzati principalmente nell'upstream, nonché un robusto piano di dismissioni.

Nella definizione del piano di investimenti sono stati privilegiati progetti ad elevato valore e dai ritorni accelerati; tale ottimizzazione determinerà una spesa nel quadriennio di circa €47,8 miliardi, in riduzione di quasi il 17%, a parità di cambio, rispetto al precedente piano.

Il piano di dismissioni, valutato in oltre €8 miliardi nel periodo 2015-2018, è basato sulla monetizzazione anticipata delle scoperte esplorative, sull'ottimizzazione del portafoglio upstream – con una rifocalizzazione in base a valutazioni di tipo strategico e di rischi geopolitici – sulla razionalizzazione del portafoglio midstream e downstream, nonché sulla cessione delle quote residuali in Snam e Galp. Il flusso di cassa operativo nel biennio 2015-2016 sarà in grado di finanziare inte-

gralmente gli investimenti considerando uno scenario di prezzi del petrolio Brent di 63 \$/bl in media. Nel biennio 2017-2018 il flusso di cassa operativo crescerà del 40% per l'effetto combinato delle azioni industriali di sviluppo in E&P, della ristrutturazione dei business mid-downstream e dell'atteso miglioramento dello scenario con un prezzo medio del Brent previsto a 85 \$/bl, confermando lo scenario long-term a 90 \$/bl.

In sintesi le azioni industriali programmate, capital discipline e il piano di dismissioni si prevede consentiranno di mantenere una solida struttura finanziaria, garantendo un leverage al di sotto dello 0,30.

Politica del dividendo

Nell'ambito del processo di trasformazione del Gruppo e dati gli obiettivi di piano, la società intende proporre un dividendo 2015 di €0,8 per azione.

La politica di distribuzione sarà progressiva in relazione alla crescita dei risultati attesi.

Per ulteriori informazioni sulle principali linee guida strategiche ed obiettivi 2015-2018 si rinvia al capitolo "Modello di Business" e al paragrafo "Strategia" di ciascun settore di attività.

Leve strategiche di Gruppo	Risultati 2014	Piano 2015-2018
Selettività degli investimenti	- Investimenti totali: €12,6 miliardi - Riduzione del 3,6% rispetto al 2013	- Investimenti totali: -17% rispetto al piano precedente - 45% di capex non sanzionati
Programma efficienza	- Riduzione G&A: €250 milioni - OPEX per boe: \$8,4	- G&A: - 25%, per un totale di €2 miliardi - OPEX per boe unitario -7%
Piano di dismissioni	- Dismissioni di asset: €3,7 miliardi	- Dismissioni pari a €8 miliardi
Solidità della struttura patrimoniale	- Leverage: 0,22 (0,25 al 31 dicembre del 2013)	- Soglia del leverage inferiore allo 0,30
Politica dei dividendi	- Distribution Yield: 8,3% - Dividendo per azione: €1,12 - Payout > 300%	- Distribuzione dividendi competitiva e sostenibile - Payout < 100%

Principali dati

Principali dati economico-finanziari ^(a)										
(€ milioni)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ricavi della gestione caratteristica	73.692	86.071	87.204	108.082	83.227	98.523	109.589	128.481	114.697	109.847
di cui: continuing operations				106.978	81.932	96.617	107.690	127.109	114.697	109.847
Utile operativo di Gruppo	16.664	19.336	18.739	18.517	12.055	16.111	17.435	16.099	8.888	7.917
Special items	(1.210)	88	(620)	2.034	1.295	2.290	1.567	4.743	3.046	2.197
Utile (perdita) da magazzino	1.942	1.059	885	936	(345)	(881)	(1.113)	(17)	716	1.460
Utile operativo adjusted di Gruppo	17.396	20.483	19.004	21.487	13.005	17.520	17.889	20.825	12.650	11.574
Utile operativo adjusted - continuing operations				21.322	12.722	16.845	17.230	19.883	12.650	11.574
Exploration & Production	12.649	15.521	13.770	17.166	9.489	13.898	16.075	18.537	14.643	11.551
Gas & Power	3.783	4.117	4.414	1.778	2.022	1.268	(247)	398	(638)	310
Refining & Marketing	1.210	794	292	555	(381)	(181)	(539)	(289)	(457)	(208)
Versalis	261	219	116	(382)	(441)	(96)	(273)	(483)	(386)	(346)
Ingegneria & Costruzioni	314	508	840	1.041	1.120	1.326	1.443	1.485	(99)	479
Altre attività	(296)	(299)	(207)	(244)	(258)	(205)	(226)	(222)	(210)	(178)
Corporate e società finanziarie	(384)	(244)	(195)	(282)	(342)	(265)	(266)	(325)	(332)	(265)
Eliminazione utili interni e altre elisioni	(141)	(133)	(26)	1.690	1.513	1.100	1.263	782	129	231
Utile operativo adjusted - discontinued operations				165	283	675	659	942		
Utile netto di Gruppo ^(*)	8.788	9.217	10.011	8.825	4.367	6.318	6.860	7.790	5.160	1.291
di cui: continuing operations				8.996	4.488	6.252	6.902	4.200	5.160	1.291
discontinued operations				(171)	(121)	66	(42)	3.590		
Utile netto adjusted di Gruppo ^(*)	9.251	10.401	9.569	10.164	5.207	6.869	6.969	7.325	4.430	3.707
di cui: continuing operations				10.315	5.321	6.770	6.938	7.130	4.430	3.707
discontinued operations				(151)	(114)	99	31	195		
Flusso di cassa netto da attività operativa	14.936	17.001	15.517	21.801	11.136	14.694	14.382	12.567	11.026	15.110
di cui: continuing operations				21.506	10.755	14.140	13.763	12.552	11.026	15.110
discontinued operations				295	381	554	619	15		
Investimenti tecnici	7.414	7.833	10.593	14.562	13.695	13.870	13.438	13.561	12.800	12.240
di cui: continuing operations				12.935	12.216	12.450	11.909	12.805	12.800	12.240
discontinued operations				1.627	1.479	1.420	1.529	756		
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	41.199	42.867	48.510	50.051	55.728	60.393	62.417	61.049	62.209
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.767	16.327	18.376	23.055	26.119	28.032	15.069	14.963	13.685
Leverage	0,27	0,16	0,38	0,38	0,46	0,47	0,46	0,24	0,25	0,22
Capitale investito netto	49.692	47.966	59.194	66.886	73.106	81.847	88.425	77.486	76.012	75.894
Exploration & Production	19.109	17.783	23.826	31.362	32.455	37.646	42.024	42.369	45.699	47.629
Gas & Power	20.075	19.713	21.333	9.636	11.024	12.931	12.367	10.597	9.201	7.776
Snam				11.918	13.730	14.415	15.393			
Refining & Marketing	5.993	5.631	7.675	7.379	8.105	8.321	9.188	8.871	7.998	7.993
Versalis	2.018	1.953	2.228	1.915	1.774	1.978	2.252	2.557	2.656	2.973
Ingegneria & Costruzioni	2.844	3.399	4.313	5.022	6.566	7.610	8.217	9.937	9.554	8.644
Corporate, società finanziarie e altre attività	2	(95)	294	24	(192)	(527)	(393)	3.658	1.381	1.089
Eliminazione utili interni	(349)	(418)	(475)	(370)	(356)	(527)	(623)	(503)	(477)	(210)

(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.
 (*) Di competenza azionisti Eni.

Principali indicatori di mercato	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	54,38	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,27	111,58	108,66	98,99
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,244	1,256	1,371	1,471	1,393	1,327	1,392	1,285	1,328	1,329
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	43,71	51,86	52,90	65,93	44,16	59,89	79,94	86,83	81,82	74,48
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	n.d.	6,37	7,20	8,45	3,11	3,06	1,82	4,12	2,43	3,21
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,2	3,1	4,3	4,6	1,2	0,8	1,4	0,6	0,2

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

Principali dati operativi		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Corporate^(a)											
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	71.773	72.850	75.125	71.714	71.461	73.768	72.574	79.405	83.887	84.405
di cui: - donne		10.620	10.841	10.977	11.611	11.955	12.161	12.542	12.847	13.588	13.650
- all'estero		34.036	35.818	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516	52.008	56.509	58.182
Donne in posizioni manageriali	(%)	12,4	13,5	14,1	16,3	17,3	18,0	18,5	18,9	19,4	19,7
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,74	2,45	1,93	1,22	0,84	0,80	0,65	0,57	0,40	0,38
Indice di frequenza infortuni contrattisti		2,59	1,54	1,45	1,09	0,97	0,71	0,57	0,45	0,32	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	3,38	2,31	2,97	2,75	1,20	4,77	1,94	1,10	0,98	0,72
Oil spill operativi	(barili)	6.908	6.151	6.731	4.749	6.259	4.269	7.295	3.759	1.901	1.179
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(mln ton CO ₂ eq)	61,85	60,72	67,25	59,59	55,49	58,26	49,13	52,84	47,60	42,93
Costi di ricerca e sviluppo ^(b)	(€ milioni)	204	222	208	211	233	218	190	211	197	186
Exploration & Production											
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	6.837	6.436	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086	7.166	6.535	6.602
Vita utile residua delle riserve	(anni)	10,8	10,0	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3	11,5	11,1	11,3
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/g)	1.737	1.770	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581	1.701	1.619	1.598
Gas & Power											
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	82,62	85,76	84,83	89,32	89,60	82,00	84,05	84,30	83,60	81,73
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		7,08	7,65	8,74	8,91	7,95	9,41	9,85	8,29	6,96	4,38
Totale vendite e autoconsumi G&P		89,70	93,41	93,57	98,23	97,55	91,41	93,90	92,59	90,56	86,11
Vendite gas E&P in Europa e nel Golfo del Messico		4,51	4,69	5,39	6,00	6,17	5,65	2,86	2,73	2,61	3,06
Totale vendite gas mondo		94,21	98,10	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76	95,32	93,17	89,17
Vendite di energia elettrica	(TWh)	27,56	31,03	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28	42,58	35,05	33,58
Refining & Marketing											
Lavorazioni in c/proprio di prodotti petroliferi	(mln ton)	38,79	38,04	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96	30,01	27,38	25,03
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl bbl/g)	524	534	544	737	747	757	767	767	787	617
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	51,63	51,13	50,15	49,16	45,59	46,80	45,02	48,33	43,49	44,41
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(mln ton)	12,42	12,48	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37	10,87	9,69	9,21
Stazioni di servizio a fine periodo	(n.)	6.282	6.294	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287	6.384	6.386	6.220
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	2.479	2.470	2.486	2.502	2.477	2.352	2.206	2.064	1.828	1.725
Versalis											
Produzioni	(mgl ton)	7.282	7.072	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245	6.090	5.817	5.283
di cui: - Intermedi		4.450	4.275	5.688	5.110	4.350	4.860	4.101	3.595	3.462	2.972
- Polimeri		2.832	2.797	3.107	2.262	2.171	2.360	2.144	2.495	2.355	2.311
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	78,4	76,4	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3	66,7	65,3	71,3
Ingegneria & Costruzioni											
Ordini acquisiti	(€ milioni)	8.395	11.172	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505	13.391	10.062	17.971
Portafoglio ordini a fine periodo	(€ milioni)	10.122	13.191	15.390	19.105	18.370	20.505	20.417	19.739	17.065	22.147

(a) A seguito del piano di cessione dei Business Regolati Italia, 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		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Utile netto di Gruppo ^{(a)(b)}	(€)	2,34	2,49	2,73	2,43	1,21	1,74	1,89	1,16	1,42	0,36
Utile netto - continuing operations ^{(a)(b)(*)}					2,47	1,24	1,72	1,90	1,16	1,42	0,36
Dividendo		1,10	1,25	1,30	1,30	1,00	1,00	1,04	1,08	1,10	1,12
Dividendi pagati ^(c)	(€ milioni)	4.086	4.594	4.750	4.714	3.622	3.622	3.695	3.840	3.949	4.006
Cash flow	(€)	3,97	4,59	4,23	5,99	3,07	4,06	3,97	3,41	3,52	4,18
Dividend yield ^(d)	(%)	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,9	6,5	7,6
Utile per ADR ^{(e)(*)}	(USD)	5,81	6,26	7,49	7,27	3,45	4,56	5,29	2,98	3,77	0,96
Dividendo per ADR ^(e)		2,73	3,14	3,74	3,72	2,91	2,64	2,73	2,82	3,00	2,79
Cash flow per ADR ^(e)		9,40	11,53	11,60	17,63	8,56	10,77	11,05	8,77	9,04	11,12
Dividend yield per ADR ^(d)	(%)	4,7	4,7	5,2	8,1	5,8	6,1	6,6	5,9	6,4	7,7
Pay-out		46	50	47	53	81	57	55	50	77	311
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	3.634,2	3.634,2	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione a fine periodo ^(f) (interamente diluito)		3.763,4	3.701,3	3.669,2	3.638,9	3.622,4	3.622,5	3.622,7	3.622,8	3.622,8	3.610,4
TSR	(%)	35,3	14,8	3,2	(29,1)	13,7	(2,2)	5,1	22,0	1,3	(11,9)

(*) 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 2014 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		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prezzo per azione - Borsa di Milano											
Massimo	(€)	24,96	25,73	28,33	26,93	18,35	18,56	18,42	18,70	19,48	20,41
Minimo		17,93	21,82	22,76	13,80	12,30	14,61	12,17	15,25	15,29	13,29
Medio		21,60	23,83	25,10	21,43	16,59	16,39	15,95	17,18	17,57	17,83
Fine periodo		23,43	25,48	25,05	16,74	17,80	16,34	16,01	18,34	17,49	14,51
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange											
Massimo	(USD)	151,35	67,69	78,29	84,14	54,45	53,89	53,74	49,44	52,12	55,30
Minimo		118,50	54,65	60,22	37,22	31,07	35,37	32,98	36,85	40,39	32,81
Medio		134,02	59,97	68,80	63,38	46,36	43,56	44,41	44,24	46,68	47,37
Fine periodo		139,46	67,28	72,43	47,82	50,61	43,74	41,27	49,14	48,49	34,91
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	28,5	26,2	30,5	28,7	27,9	20,7	22,9	15,6	15,4	17,21
Controvalore	(€ milioni)	620,7	619,1	773,1	610,4	461,7	336,0	355,0	267,0	271,4	304,0
Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b)	(milioni)	3.727,3	3.680,4	3.656,8	3.622,4	3.622,4	3.622,7	3.622,7	3.622,8	3.622,8	3.610,4
Capitalizzazioni di borsa^(c)											
EUR	(mld)	87,3	93,8	91,6	60,6	64,5	59,2	58,0	66,4	63,4	52,4
USD		104,0	123,8	132,4	86,6	91,7	79,2	75,0	87,7	87,4	63,6

(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.

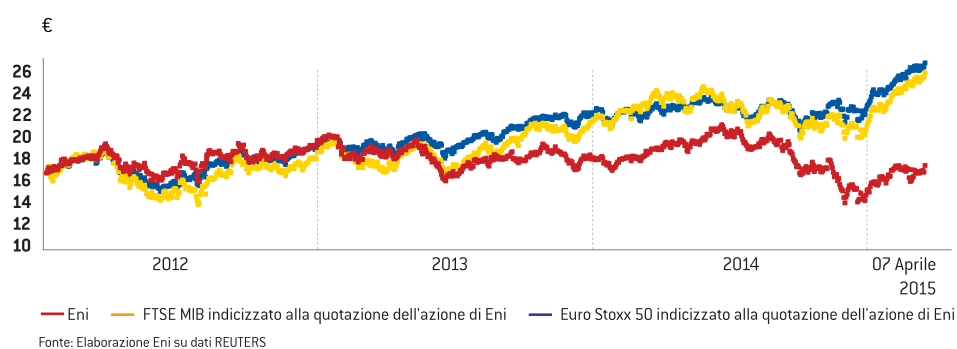
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

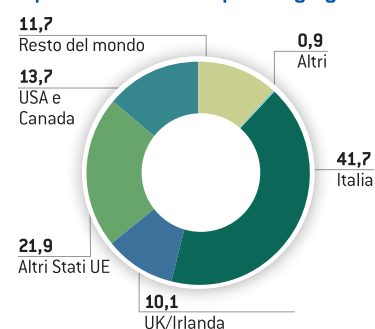
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui: per attribuzione bonus share	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del capitale sociale ^(a)	(%)	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 2014.

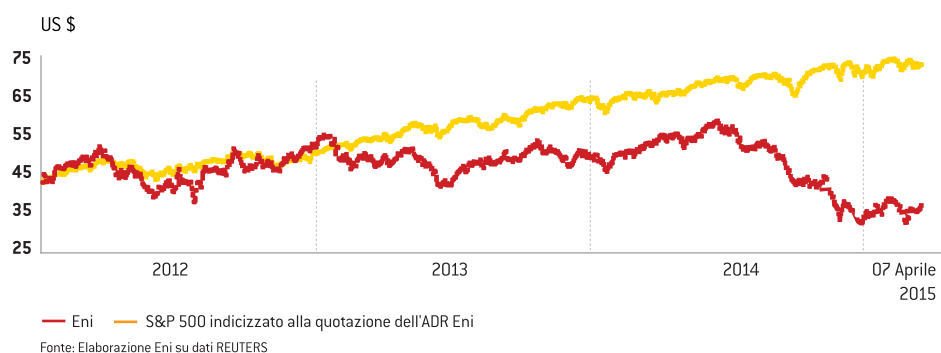
Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 Dicembre 2011 - 07 Aprile 2015)



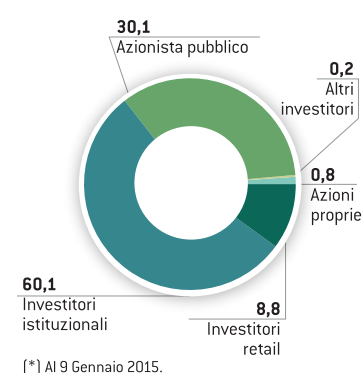
Ripartizione azionariato per area geografica^(*)



Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 Dicembre 2011 - 07 Aprile 2015)



Composizione dell'azionariato^(*)

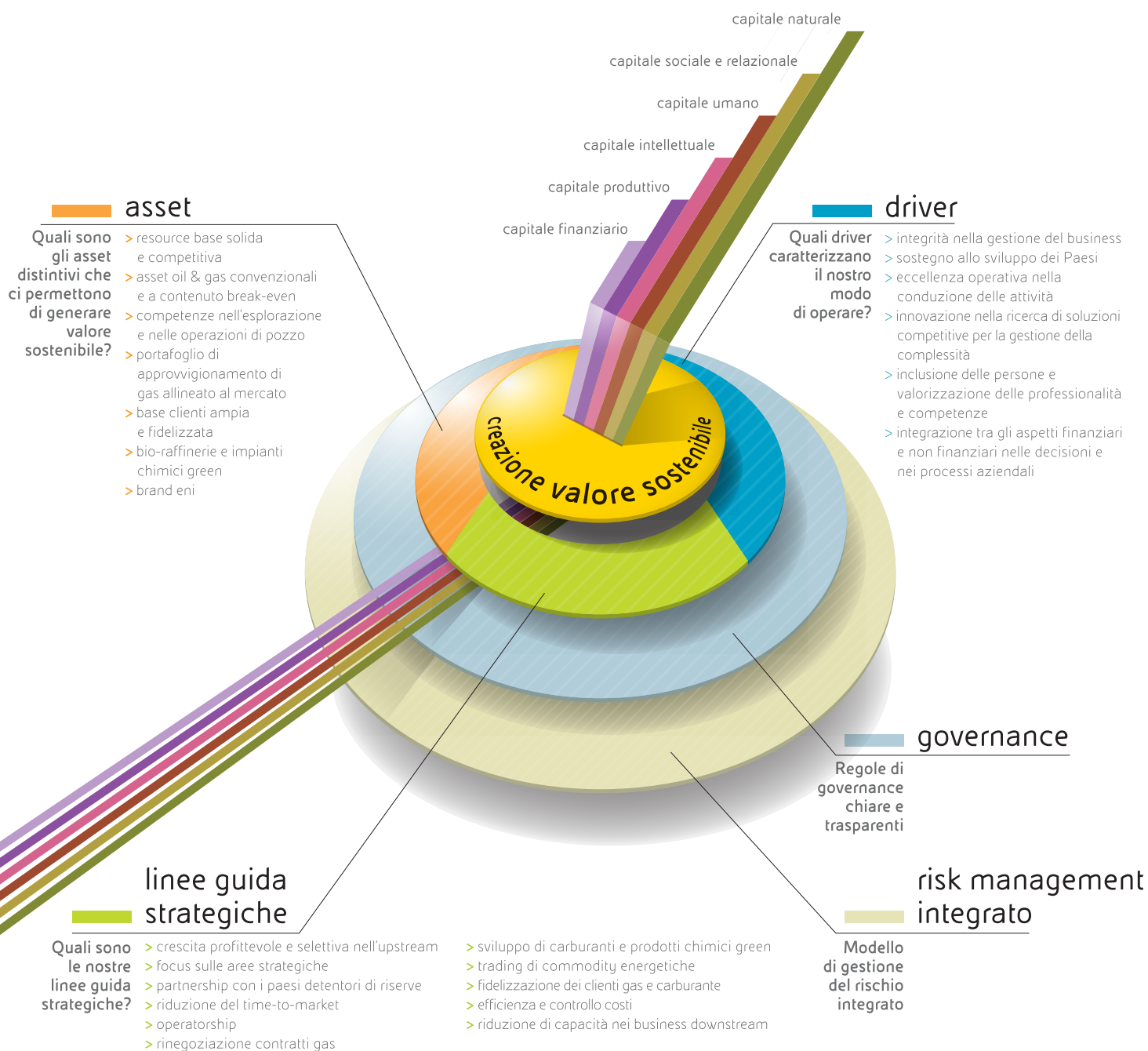


Modello di business

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine per tutte le categorie di stakeholder attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza, l'eccellenza operativa e la prevenzione dei rischi di business, la tutela dell'ambiente e delle comunità dove operiamo, la salvaguardia della salute e sicurezza delle persone che lavorano in Eni e con Eni e il rispetto dei diritti umani, dell'etica e della trasparenza. I capitali impiegati da Eni (finanziario, produttivo, 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.

Maggiori dettagli sui risultati derivanti dall'impiego dei capitali sono disponibili nella Relazione Finanziaria Annuale 2014 - "Relazione sulla Gestione" e "Performance Integrate".



Di seguito si riporta la mappatura dei capitali utilizzati da Eni e le azioni intraprese sui singoli capitali per il raggiungimento degli obiettivi 2015-2018 declinati per ciascun area di business. Le azioni di seguito riportate sono state classificate sulla base degli

obiettivi strategici che guidano i settori di attività Eni e costituiscono le modalità di gestione delle varie forme di capitale che meglio consentono di raggiungere i successi di business, da un lato riducendo i rischi e dall'altro aumentando la redditività.

generazione di cash flow e di valore				
Obiettivi 2015-2018	<p>Aumento e valorizzazione delle risorse esplorative</p> <p>Crescita della generazione di cassa nell'Upstream</p>	<p>Ritorno alla profittabilità strutturale nel settore Gas & Power</p>	<p>Turnaround dei settori R&M e chimica</p> <p>R&M: utile operativo e flusso di cassa da attività operativa a breakeven nel 2015</p> <p>Chimica: utile operativo adjusted e flusso di cassa da attività operativa a breakeven nel 2016</p>	<p>Focus su maggiore efficienza</p>
capitale finanziario	<ul style="list-style-type: none"> • Selettività degli investimenti • Riduzione costi operativi unitari • Riduzione dell'esposizione verso partner/società di Stato • Riduzione del time to market 	<ul style="list-style-type: none"> • Ristrutturazione portafoglio contratti gas • Ottimizzazione capitale circolante • Semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione costi di logistica 	<ul style="list-style-type: none"> • Selettività degli investimenti • Riduzione costi operativi 	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione investimenti • Riduzione costi generali e amministrativi • Ottimizzazione capitale circolante 
capitale produttivo	<ul style="list-style-type: none"> • Rinnovo del portafoglio esplorativo • HPC computing center • Strumenti proprietari per indagini sismiche • Operatorship • Ottimizzazione project execution • Asset integrity 	<ul style="list-style-type: none"> • Presidio hub continentali • Valorizzazione Asset Back Trading • Integrazione con Upstream • Ottimizzazione impianti Power 	<ul style="list-style-type: none"> • Riconversione/razionalizzazione siti critici • Promozione dell'efficienza energetica 	<ul style="list-style-type: none"> • Reingegnerizzazione dei processi • Lean Organization 
capitale intellettuale	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti in R&S • Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti • Sviluppo di tecnologie per incremento del fattore di recupero 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione integrata rischio take or pay • Sviluppo prodotti e servizi innovativi • Evoluzione dei processi e dei sistemi 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti in R&S • Business innovation • Ricerca applicata in business green 	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti • Continuous improvement • Change management 
capitale umano	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Selezione, formazione e training on the job • Valorizzazione competenze interne • Promozione dei diritti umani • Knowledge management 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Riorganizzazione/efficienza operativa • Valorizzazione competenze interne • Change management 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Valorizzazione competenze interne • Processi di mobilità interna • Sviluppo nuove professionalità 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Coinvolgimento dei dipendenti • Valorizzazione competenze interne 
capitale sociale e relazionale	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo partnership con governi e autorità locali • Progetti di sviluppo locale e di Local content • Aumento dell'accesso all'energia • Rispetto dei diritti umani • Promozione della trasparenza 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas advocacy • Relazioni con fornitori/clienti • Capacità negoziale 	<ul style="list-style-type: none"> • Concertazione sindacale • Gestione degli stakeholder locali • Partnership strategiche 	<ul style="list-style-type: none"> • Concertazione sindacale • Gestione degli stakeholder 
capitale naturale	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento riserve esplorative • Riduzione oil spills • Riduzione blowout attraverso ottimizzazione programmi pozzo • Valorizzazione del gas per zero gas flaring • Tutela biodiversità e aree sensibili 	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative di efficienza energetica • Promozione efficienza energetica verso i clienti 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti nella bioraffinazione e chimica verde • Promozione dell'efficienza energetica 	<ul style="list-style-type: none"> • Promozione dell'efficienza energetica • Uso efficiente delle risorse 

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012	2013	2014
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,53	0,41	0,34	0,23	0,23
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.497	29.121	35.874	31.264	28.488
Utile operativo		13.866	15.887	18.470	14.868	10.766
Utile operativo adjusted		13.898	16.075	18.537	14.643	11.551
Utile netto adjusted		5.609	6.865	7.426	5.950	4.423
Investimenti tecnici		9.690	9.435	10.307	10.475	10.524
ROACE adjusted	(%)	16,0	17,2	17,6	13,5	9,5
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	11,9	17,0	16,0	15,5	9,9
Opex per boe ^(b)		6,1	7,3	7,1	8,3	8,4
Cash Flow per boe ^(d)		25,5	31,7	32,8	31,9	30,1
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		19,3	18,8	17,4	19,2	21,5
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		55,60	72,26	73,39	71,87	65,49
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.815	1.581	1.701	1.619	1.598
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.843	7.086	7.166	6.535	6.602
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,3	12,3	11,5	11,1	11,3
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d)	(%)	127	143	147	105	112
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.276	10.425	11.304	12.352	12.777
di cui: <i>all'estero</i>		6.370	6.628	7.371	8.219	8.243
Oil spill operativi (>1 barile) ^(e)	(barili)	3.820	2.930	3.015	1.728	936
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	44	43	49	55	56
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	31,46	23,78	28,68	25,90	22,98
di cui: <i>da flaring</i>		13,83	9,55	9,46	8,48	5,64
Community investment	(€ milioni)	72	62	59	53	63

(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.

(e) Per il 2010 e il 2011 il dato include anche gli oil spill inferiori a 1 barile.

Performance dell'anno

Nel 2014 l'indice di frequenza infortuni della forza lavoro si mantiene sui valori positivi del 2013.

- Le emissioni di gas serra risultano in riduzione dell'11,3% rispetto all'esercizio di confronto (-33,5% le emissioni da flaring), a seguito, in particolare, del completamento del progetto di flaring down del giacimento M'Boundi in Congo e dell'entrata a regime di importanti progetti in Nigeria.
- In riduzione i volumi sversati per oil spill operativi (-46% rispetto al 2013) e zero blow-out per l'undicesimo anno consecutivo.
- Prosegue il trend di miglioramento nell'acqua re-iniettata, con il conseguimento del livello record pari al 56%, anche grazie al completamento di importanti progetti, in particolare in Nigeria, Egitto, Indonesia e Turkmenistan.
- Nel 2014 il settore E&P registra una riduzione di €1.527 milioni di utile netto adjusted pari al 25,7% rispetto al 2013, determinata dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-8,9% in media) che segue l'andamento del marker Brent e la debolezza del mercato del gas soprattutto in Europa.

- La produzione di idrocarburi del 2014 è stata di 1.598 mila boe/giorno in aumento dello 0,6%, escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia.

- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2014 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 101 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è stato del 112%. La vita utile residua delle riserve è di 11,3 anni (11,1 anni nel 2013).

Esplorazione

L'esplorazione ha continuato il track record di successi con circa 900 milioni di boe di risorse scoperte nell'anno al costo unitario competitivo di \$2,1 per barile. I principali ritrovamenti sono stati fatti near-field:

- Ochigufu 1 NFW nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) situato nelle acque profonde angolane. La scoperta, stimata in circa 300 milioni di barili di olio in posto, incrementa le risorse producibili attraverso il progetto West Hub, avviato a fine 2014.

- Minsala Marine 1 NFW nelle acque convenzionali del Congo nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), terza scoperta nell'arco di meno di due anni, incrementa di 1 miliardo di barili le risorse dell'area presentando caratteristiche analoghe alle precedenti Litchendjili e Nené, quest'ultimo avviato in early production in tempi record.
- Oglan-2 nel Blocco 10 (Eni 100%, operatore) in Ecuador presenta un potenziale stimato pari a circa 300 milioni di barili. Lo sviluppo commerciale della scoperta, situata a pochi chilometri dal centro di trattamento del giacimento operato di Villano, sarà avviato in tempi brevi.
- Merakes 1 NFW a gas nel blocco offshore East Seppingan (Eni 85%, operatore) in Indonesia, in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik (Eni 55%, operatore). La scoperta, stimata in 56 miliardi di metri cubi di gas, potrà fornire volumi all'impianto GNL di Bontang.
- Nelle acque convenzionali del Gabon, Nyonie Deep 1 nel Blocco D4 (Eni 100%, operatore) ha individuato un potenziale in posto stimato in circa 500 milioni di boe di gas e condensati.
- Le risorse stimate nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) in Mozambico raggiungono i circa 2.500 miliardi di metri cubi grazie al successo dei pozzi di delineazione di Agulha 2 e Coral 4 DIR, che hanno confermato l'estensione degli omonimi giacimenti.
- Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di 100.000 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in aree a elevato potenziale quali Myanmar, Portogallo, Sud Africa e Vietnam, e in Paesi di consolidata presenza quali Algeria, Cina, Egitto, Norvegia, Regno Unito e Stati Uniti.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.398 milioni e hanno riguardato il completamento di 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 31,3% (38,0% in quota Eni). A fine esercizio risultano 101 pozzi in progress (42,2 in quota Eni).

fonde. Il ramp-up produttivo sarà completato nel corso dei prossimi mesi raggiungendo fino a 100 mila barili/giorno.

- Conseguito lo start-up della recente scoperta di Nené nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo, a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7,5 mila boe/giorno facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.
- È stata ottenuta la decisione finale d'investimento per il progetto integrato a olio e gas Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) in Ghana, che produrrà olio dal 2017 e gas dal 2018. A regime la produzione sarà pari a 80 mila boe/giorno.
- Sono proseguiti importanti progetti di valorizzazione del territorio e a sostegno delle comunità locali, nell'ambito dei servizi scolastici, del miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie, dell'accesso all'acqua potabile, delle iniziative di sostegno allo sviluppo socioeconomico, in particolare in Congo, Ecuador, Indonesia, Iraq, Italia, Kazakhstan, Mozambico, Nigeria e Norvegia. Inoltre sono state realizzate infrastrutture scolastiche e programmi di accesso all'acqua potabile in Pakistan, programmi di sviluppo occupazionale e dei business locali, in particolare in Tunisia e Australia, nonché a tutela del patrimonio culturale e ambientale.
- La Petroleum Technology Association of Nigeria ha riconosciuto due società Eni come migliori organizzazioni del settore Oil & Gas nel promuovere lo sviluppo locale (Local Content Operator) nel Paese. Il riconoscimento sottolinea l'impegno Eni nella realizzazione di iniziative efficaci per sviluppare e sostenere le attività economiche locali, anche nel raggiungimento degli standard qualitativi specifici del settore.
- In linea con i UN Guiding Principles on Business and Human Rights è stata realizzata per il Mozambico, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, una valutazione dei possibili impatti nell'ambito dei diritti umani dei progetti di valorizzazione gas in programma nel Paese.
- Sono stati investiti €9.021 milioni nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi (+5,1% rispetto al 2013), in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Italia, Nigeria, Egitto, Indonesia e Kazakhstan.
- Nel 2014 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €83 milioni (€87 milioni nel 2013).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

Avviata la produzione del progetto West Hub Development nelle acque profonde del Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), primo progetto in produzione operato da Eni in Angola, con un livello iniziale di 45 mila barili/giorno. Lo sviluppo del progetto è avvenuto in soli 44 mesi a partire dalla dichiarazione di scoperta commerciale e rappresenta un risultato al top dell'industria per gli sviluppi in acque pro-

Strategia

Il modello di sviluppo upstream continuerà a essere caratterizzato dalla presenza in progetti convenzionali generati da attività organica, di grandi dimensioni e ridotti costi di sviluppo unitari, sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

I rilevanti successi esplorativi hanno consentito l'accrescimento delle risorse di idrocarburi, nonché una significativa generazione di valore attraverso la rapida monetizzazione delle riserve scoperte in eccesso al rateo di rimpiazzo.

Obiettivi prioritari sono l'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative e la crescita della generazione di cassa.

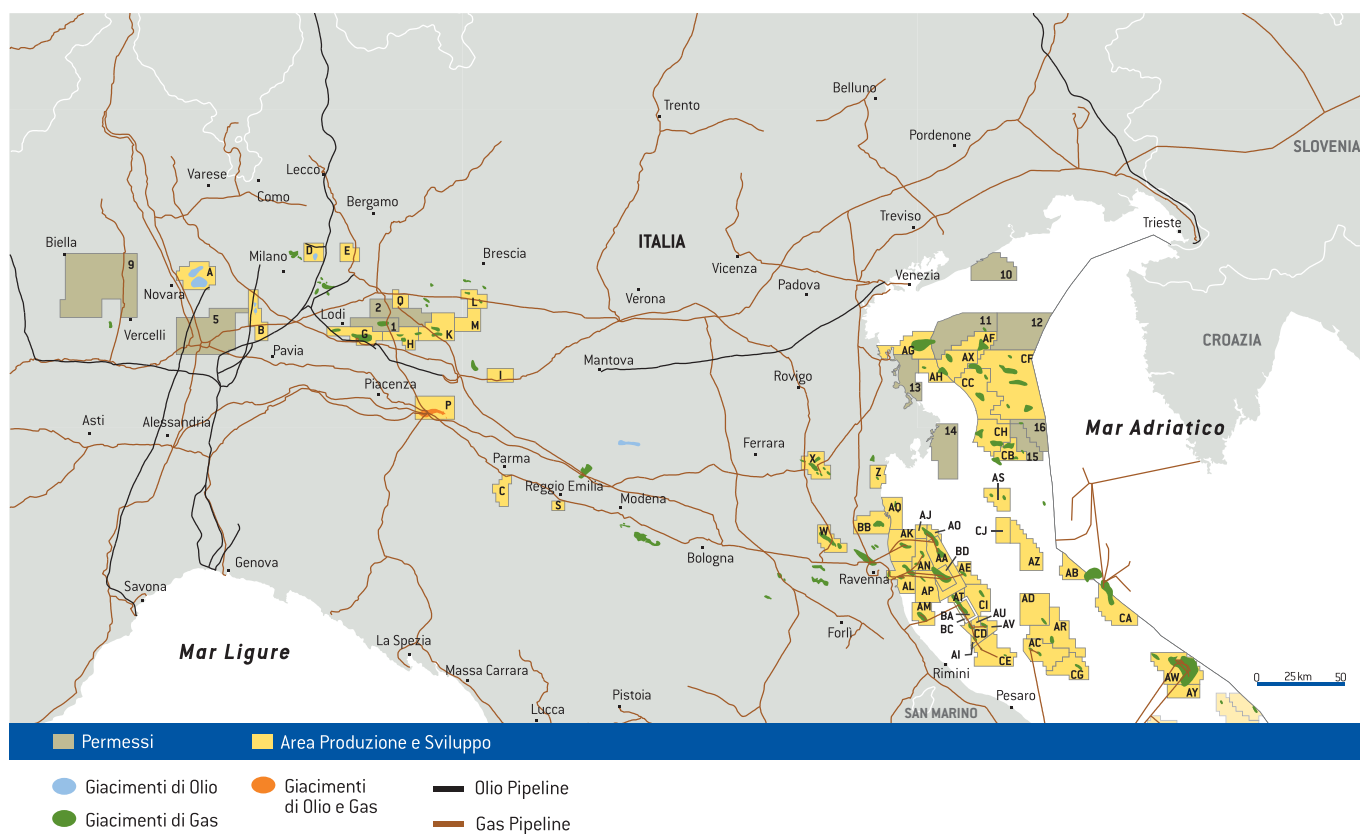
L'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative saranno perseguiti attraverso: (i) la ri-focalizzazione in attività near field e incrementali in aree legacy e in prossimità di campi già in sviluppo con una previsione di nuove scoperte per 2 miliardi di boe al costo competitivo di \$2,6 al barile; (ii) il rinnovo del portafoglio titoli esplorativi con attenzione ai temi ad alta materialità; e (iii) la rapida messa in produzione delle risorse scoperte, attraverso l'ottimizzazione del time-to-market e la focalizzazione sulla fase di "execution" dei progetti.

La generazione di cassa sarà sostenuta: (i) dalla crescita delle produzioni a un tasso medio annuo del 3,5%, grazie all'avvio di progetti caratterizzati da un breakeven medio di \$45 al barile che, insieme alla crescita di quelli avviati nel 2014, produrranno oltre 650 mila boe/giorno nel 2018 e genereranno un flusso di cassa operativo addizionale cumulato di €19 miliardi nel periodo 2015-2018. I principali avvii sono il giacimento Goliat (Eni operatore con il 65%) nel mare di Barents in Norvegia, lo sviluppo a olio e gas della licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, il progetto Jangkrik (Eni operatore con il 55%) in Indonesia e il restart di Kashagan (Eni 16,81%) entro la

fine del 2016; (ii) da un approccio modulare, per fasi, allo sviluppo dei progetti al fine di ridurre l'esposizione finanziaria e accelerare l'avvio delle produzioni; (iii) dall'aumento dell'efficienza attraverso azioni diffuse di riduzione dei costi operativi, perseguite anche attraverso la rinegoziazione dei contratti di fornitura; e (iv) dalla rapida monetizzazione di quote delle scoperte effettuate.

I principali fattori di rischio che potrebbero impattare la performance dell'upstream, soprattutto nel breve/medio termine, sono: (i) il rischio scenario connesso alla flessione delle quotazioni del Brent. Le azioni di mitigazione prevedono ulteriori interventi di razionalizzazione oltre che rinegoziazioni del costo dei beni e dei servizi correlati al nuovo trend di mercato. Con riferimento agli investimenti, nel piano 2015-2018 si prevede una riduzione di circa il 13% rispetto al piano precedente a parità di cambio per effetto della flessione della spesa esplorativa, focalizzata su attività near field e di appraisal, del rephasing di progetti non sanzionati nonché della revisione dei contratti di servizio. A tali azioni si aggiunge la riduzione dei costi operativi del 7% rispetto al vecchio piano; (ii) il rischio geopolitico connesso all'instabilità politica e sociale in alcuni paesi in cui Eni opera. Le attività operative Eni risultano attualmente localizzate perlopiù in aree lontane dalle zone d'instabilità mentre la parte più importante della crescita è prevista in paesi a basso/medio rischio (circa il 90% degli investimenti del quadriennio); (iii) il rischio connesso alla complessità tecnologica e logistica di alcuni progetti. Le principali azioni di mitigazione prevedono, oltre che la selezione di contrattisti adeguati, il controllo e la minimizzazione dei tempi di messa in produzione delle risorse e il mantenimento di un elevato livello di operatorship (84% delle produzioni derivanti dagli start-up); e (iv) il rischio tecnico connesso alle attività di drilling "critiche" relative alla perforazione di pozzi deepwater e high pressure/high temperature (24% del totale pozzi nel 2015). La percentuale di attività critiche operate è prevista in aumento garantendo un maggiore controllo diretto e il rispetto degli elevati standard Eni.

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2014 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 179 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 21.463 chilometri quadrati (17.297 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (54 nell'onshore e 64 nell'offshore) e permessi di ricerca (12 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2014 il 46% 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 71 piattaforme fisse (di cui 3 presidiatate) 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 Barbara, Armida, Cervia, Clara, Arianna, Regina e Torrente Tona.

Sviluppo Le principali attività hanno riguardato il completamento dei programmi di sviluppo e la messa in produzione dei giacimenti Fauzia ed Elettra nell'offshore Adriatico e la prosecuzione delle attività di manutenzione e miglioramento impiantistico sulle infrastrutture energetiche italiane.

Proseguono le iniziative in collaborazione con il Comune di Ravenna per la valorizzazione del territorio dal punto di vista naturalistico, della promozione del turismo e socio-culturale.

Esplorazione L'attività esplorativa si è concentrata nelle aree limitrofe ai campi in produzione ed ha permesso di individuare opportunità near field in fase di valutazione.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2014 la concessione ha prodotto il 40% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Prosegue il programma di sviluppo 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; (ii) continua e viene ulteriormente migliorato il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; e (iii) azioni a supporto dello sviluppo culturale, sociale e turistico nonché interventi a sostegno delle attività agricole e agroalimentari.

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

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2014 hanno prodotto circa l'11% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tesoro, Giaurone, Fiumetto e Prezioso.

Nel novembre 2014, Eni ha siglato un protocollo d'intesa con Ministero dello Sviluppo Economico, le istituzioni regionali e locali, le organizzazioni sindacali e Confindustria, per promuovere e favorire la realizzazione di iniziative industriali Oil & Gas diversificate e integrate con interventi per lo sviluppo socio-economico del territorio, volti nel complesso a garantire un futuro economicamente sostenibile alla regione.

Resto d'Europa

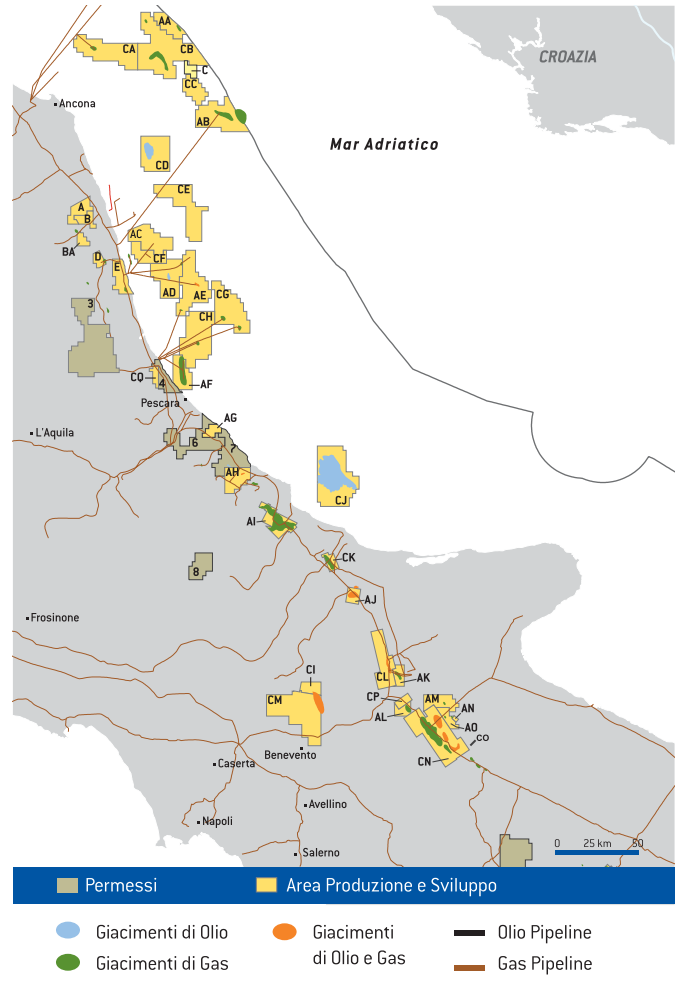
Norvegia

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 11.404 chilometri quadrati (3.672 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2014 la produzione Eni nel Paese è stata di 112 mila boe/giorno.

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

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%), Mikkil (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2014 hanno fornito il 74% della produzione Eni del Paese. 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 Le attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione della produzione dei giacimenti di Midgard (Eni 14,9%) e Mikkil.

Esplorazione Eni partecipa in 31 licenze con quote comprese tra il 5% e il 50%, 4 delle quali operate.

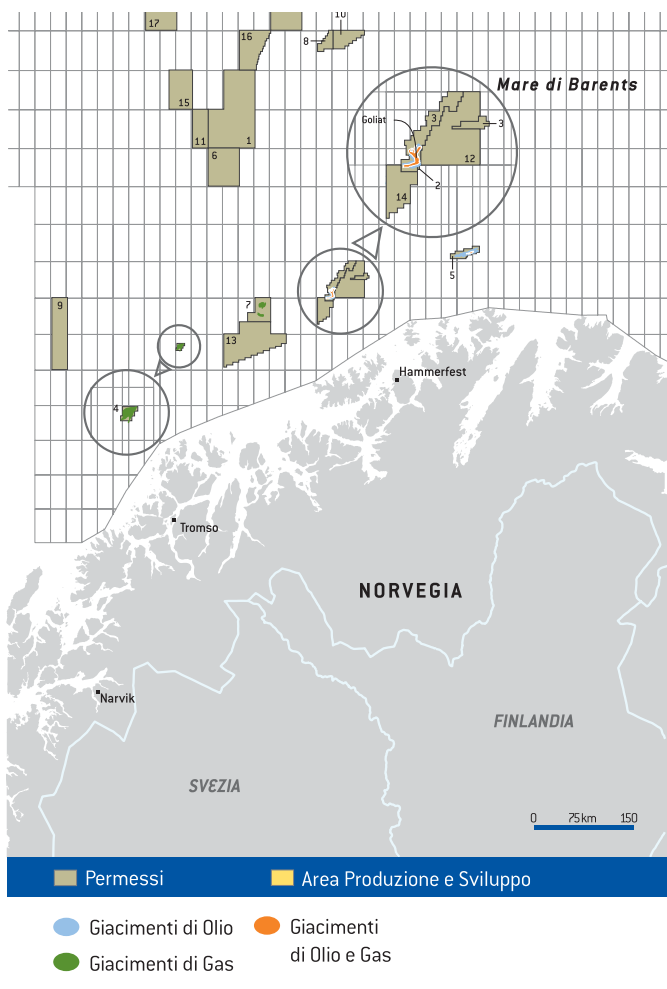
Mare del Nord Norvegese

Produzione Eni partecipa in 2 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk (Eni 12,39%) nella PL 018, che nel 2014 ha prodotto circa 24 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 il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk. In particolare proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Esplorazione Eni partecipa in 7 licenze con quote comprese tra il 12,39% e il 45%, una delle quali operata.

Nel gennaio 2015, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa PL 044C con una quota del 13,12%.



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. In considerazione degli specifici temi di protezione ambientale nella regione, le attività sono pianificate e svolte nel rispetto dei più rigorosi standard di sicurezza e tutela delle persone e dell'ambiente.

Sviluppo L'attività di sviluppo è concentrata nel giacimento Goliat nella PL 229 (Eni 65%, operatore), la principale scoperta dell'area effettuata nel 2000 a una profondità d'acqua di 370 metri. Lo start-up produttivo è previsto nella seconda metà del 2015, con un picco di produzione di circa 65 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

Durante il 2014 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie di risposta in caso di sversamenti. Le attività implementate relative alle fasi di drilling sono state riconosciute dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per l'oil spill response nelle aree costiere. Il progetto, lanciato da Eni con il partner del programma e in collaborazione con l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO-Norwegian Clean Seas Association), ha coinvolto anche altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents, nonché istituti di ricerca internazionali e nazionali. 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 disponga di un sistema d'avanguardia per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie.

Proseguono inoltre le iniziative volte a valorizzare il patrimonio culturale della comunità locale Sami insieme ad altre attività a sostegno dello sviluppo di competenze tecnico-professionali delle comunità locali.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL 532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Drivis, con volumi in posto stimati tra 125 e 140 milioni di barili. La scoperta si aggiunge alle recenti a olio e gas di Skrugard, Havis e Skavl, che saranno sviluppate attraverso l'hub integrato di Johan Castberg. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 600 milioni di barili al 100%.

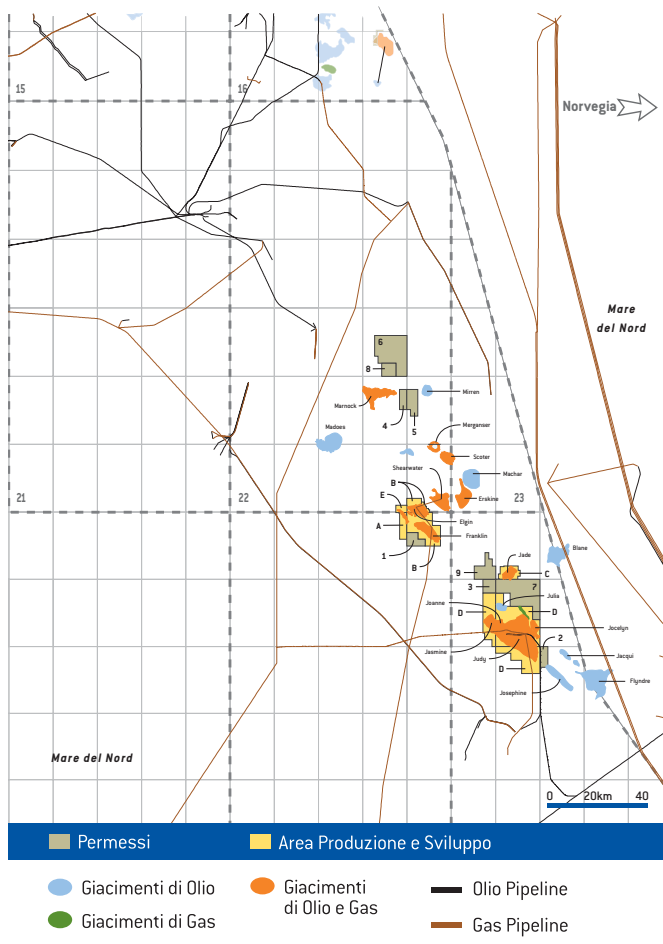
Nel gennaio 2015, Eni si è aggiudicata l'operatorship della PL 806 con una quota del 40%.

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 1.284 chilometri quadrati (744 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2014, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 71 mila boe/giorno (di cui circa il 43% di liquidi). 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 come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%, con l'acquisizione degli asset completata in aprile 2014) e Hewett Area (Eni 89,3%). Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), J- block e Jasmine (Eni 33%), Jade (Eni 7%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2014 hanno fornito il 66% della produzione Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) il completamento della Fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin



(Eni 21,87%) con l'installazione della piattaforma produttiva e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area e conseguente start-up; e (ii) il ramp-up della produzione del progetto Jasmine (Eni 33%) a seguito del completamento delle attività di commissioning e lo start-up di 4 ulteriori pozzi produttivi.

Esplorazione Eni partecipa in 11 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 7% e il 50%, 2 dei quali operati.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo, con la scoperta di Romeo North, già allacciata alla piattaforma produttiva del giacimento Jade.

Nel corso dell'anno è stata ottenuta l'operatorship dei blocchi esplorativi 22/19c (Eni 50%), 22/19e (Eni 57,14%) e 30/1b (Eni 100%) nel Mare del Nord.

Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2014 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 109 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.409 chilometri quadrati (1.179 chilometri quadrati in quota Eni).

L'attività è concentrata nell'area Bir Rebaa, nell'area centro-orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo: (i) i Blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%); (ii) il Blocco Rom Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) il Blocco 403 (Eni 50%); (v) il Blocco 405b (Eni 75%); (vi) il Blocco 212 (Eni 22,38%) in cui sono state effettuate scoperte esplorative. Inoltre Eni partecipa nei blocchi 404 e 208 con una quota del 12,25%.

Sono state assegnate a Eni tre autorizzazioni di prospezione esplorativa nelle aree di Timimoun e di Oued Mya, nell'onshore meridionale del Paese. Le autorizzazioni con validità di due anni si estendono su una superficie totale di 46.837 chilometri quadrati e prevedono attività di studio e la perforazione di pozzi stratigrafici per definirne il potenziale minerario. Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

Blocchi 403a/d e Rom Nord

Produzione Nel 2014 l'area ha fornito circa il 20% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e 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 BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBN/HBNS operato dal Groupement Berkine.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2014 l'area ha fornito circa il 14% 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 2014 l'area ha fornito circa l'11% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Blocco 404

Produzione Nel 2014 l'area ha fornito circa il 25% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Blocco 405b

Produzione Nel 2014 l'area ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal progetto MLE-CAFC. L'impianto di trattamento ha una capacità produttiva su base giornaliera di 9 milioni di

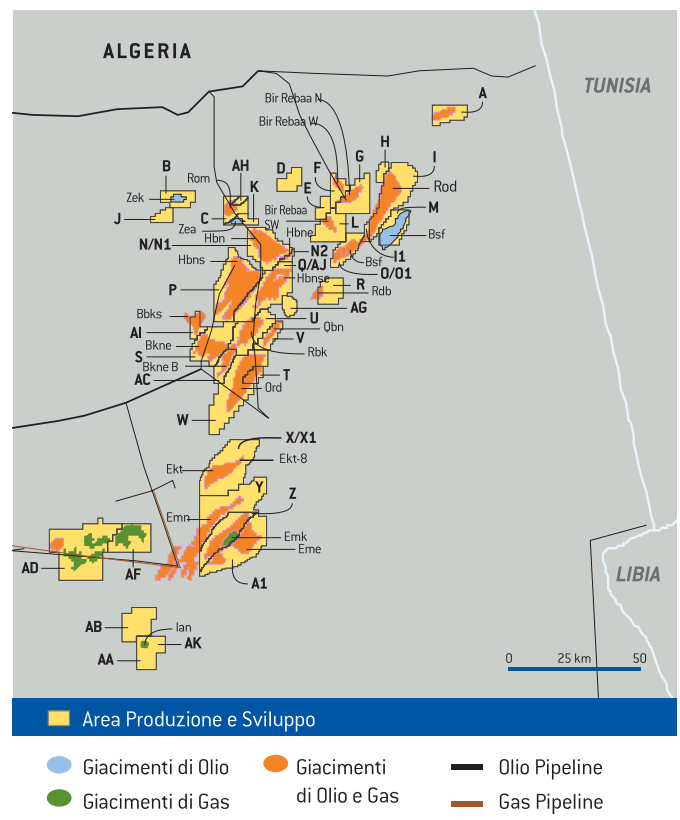
metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. L'export dei prodotti avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC. Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni).

Blocco 208

Produzione Nel 2014 il blocco ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal giacimento El Merk. La produzione è trattata presso un impianto della capacità di 17 milioni di metri cubi/giorno di gas e con due treni olio da 65 mila barili/giorno.

Nell'anno è stato completato il ramp-up della produzione del progetto El Merke conseguente raggiungimento del plateau produttivo di circa 18 mila boe/giorno in quota Eni.



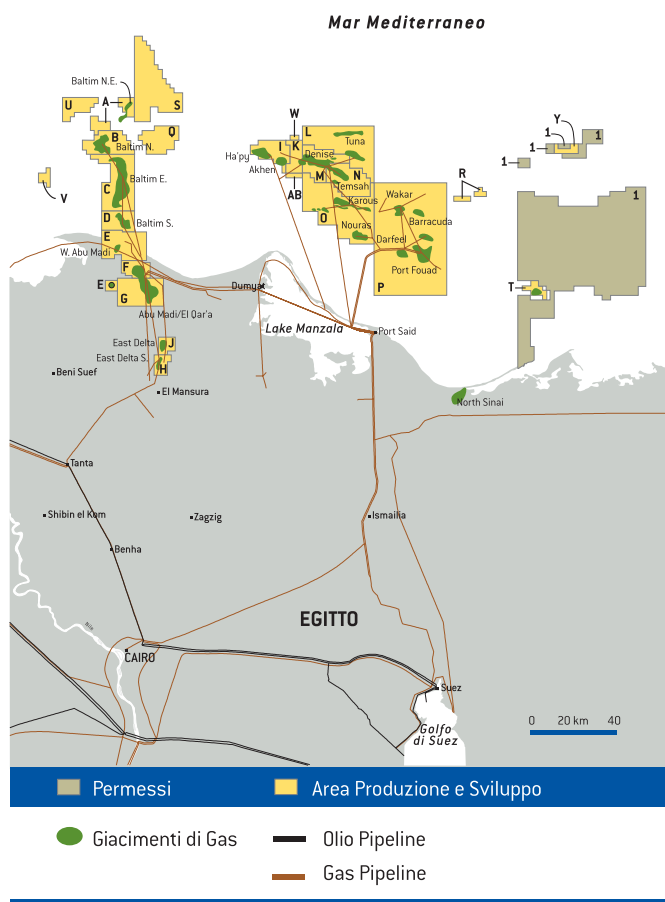
Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2014 la produzione di idrocarburi è stata di 206 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 13% della produzione annuale di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 11.726 chilometri quadrati (4.946 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 Meleiha (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 Temsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore) e di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2014, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 94% della produzione in quota Eni del Paese. Nel marzo 2015 Eni e il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano hanno firmato un framework agreement per lo sviluppo delle risorse petrolifere del Paese che prevede investimenti totali per

un valore stimato di circa \$5 miliardi al 100%. Gli investimenti, che saranno utilizzati per progetti che inizieranno nei prossimi 4 anni, sono finalizzati allo sviluppo di 200 milioni di barili di olio e circa 37 miliardi di metri cubi di gas.

Nel 2014 sono state assegnate: (i) con il ruolo di operatore le tre licenze esplorative South-West Meleiha (Eni 100%) onshore, adiacente alla concessione Meleiha, e dei Blocchi 9 (Eni 100%) e 8 (Eni 50%) situati nell'offshore profondo del Mar Mediterraneo. Il perfezionamento è avvenuto a inizio 2015 con la ratifica dei relativi accordi di concessione; e (ii) la concessione Shorouk (Eni 100%) nell'offshore profondo del Mediterraneo.

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



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 101 mila barili/giorno (52 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2014.

Sviluppo Sono state eseguite attività di perforazione di pozzi di infilling nell'area di Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo ARM-14, con una scoperta a olio, nella concessione di Abu Rudeis (Eni 100%), già allacciato alle facility produttive dell'area, permettendo di raddoppiare la produzione del campo.

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2014 la produzione della concessione è stata di circa 30 mila boe/giorno (circa 24 mila boe/giorno in quota Eni), circa 4

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 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 attività eseguite hanno avuto l'obiettivo di mantenere la produzione di gas.

Baltim

Produzione Nel 2014 la produzione della concessione è stata di circa 53 mila boe/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni); circa 7 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 7 mila barili/giorno di condensati.

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

Ras el Barr

Produzione Nel 2014 la produzione dell'area è stata di circa 103 mila boe/giorno (circa 36 mila boe/giorno in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taur e Seth.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la perforazione di pozzi di infilling nel giacimento Ha'py al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Nel corso dell'anno è stato avviato il progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3.

El Tamsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tamsah, Denise e Tuna la cui produzione nel 2014 è stata di circa 135 mila boe/giorno (circa 41 mila boe/giorno in quota Eni); circa 6 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati in quota Eni. Nell'agosto 2014 è stato avviato il progetto DEKA con una produzione di 1,8 milioni di metri cubi di gas/giorno e circa 800 barili/giorno di condensati associati. Le produzioni sono trattate presso l'impianto onshore di El Gamil. Il picco produttivo stimato in circa 6,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni è stato raggiunto nel primo trimestre 2015.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di infilling al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo.

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 2014, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 13% della produzione in quota Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di infilling al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Meleiha West Deep nella concessione Meleiha erogando in fase di test circa 2 mila barili/giorno. La scoperta conferma il potenziale esplorativo ancora esistente nelle sequenze profonde del deserto occidentale, valorizzato grazie all'utilizzo della tecnologia proprietaria e-dvdm di imaging sismico tridimensionale. Alla scoperta seguirà immediatamente la perforazione di altri pozzi di delineazione e di sviluppo che dovrebbero consentire di raggiungere una produzione stimata di circa 8 mila barili/giorno entro la fine del 2015. Il brevissimo time-to-market conferma la strategia di Eni di focalizzazione su attività esplorative a elevato valore che consentano un rapido sviluppo anche grazie alle sinergie con le facility di trattamento presenti nell'area.

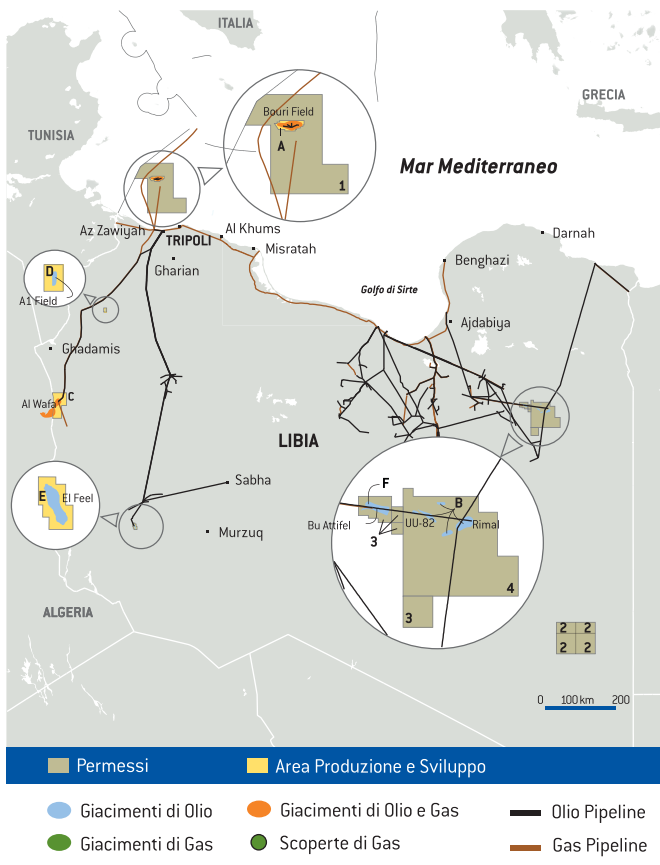
Libia

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 26.635 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo raggruppata in 6 contratti; 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 Bourri (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.

Nel momento storico corrente la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio politico per Eni. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, che videro il blocco quasi totale delle attività produttive e delle esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi, la frammentarietà del quadro politico che ne ha fatto seguito e le conseguenti tensioni sociali sfociate in disordini, scioperi, proteste e il ritorno del conflitto interno, hanno talvolta comportato interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali, com'è accaduto con una certa frequenza nel 2013 e in maniera episodica nel 2014. Nell'anno gli impianti Eni in Libia hanno erogato 239 mila boe/giorno facendo registrare un leggero incremento rispetto al 2013. Il quadro socio-politico in Libia rimane estremamente volatile. Alla luce dei recenti sviluppi geopolitici, il management ha rafforzato le misure di sicurezza e prevenzione presso gli asset Eni nel Paese; a oggi non si sono verificate interruzioni di attività significative.

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.



L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo B1-16/4, nel prospetto esplorativo Bahr Essalam Sud situato nell'Area contrattuale D, che ha erogato in fase di test circa 1 milione di metri cubi al giorno di gas e oltre 600 barili al giorno di condensati.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2014 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 chilometri quadrati 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.

Prosegue il progetto Titan con l'obiettivo di migliorare l'occupazione giovanile nell'area di Tataouine nei settori turistico e agricolo.

Africa Sub-Sahariana

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2014 la produzione in quota Eni è stata di 84 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.160 chilometri quadrati (4.327 chilometri quadrati in quota Eni). Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con il progetto West Hub avviato nel 2014 e dove altri programmi di sviluppo sono in corso.

Altri 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; e (iv) le Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo del bacino del Congo.

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%.

Nel novembre 2014 Eni e la compagnia petrolifera angolana Sonangol hanno firmato un accordo strategico su future attività di collaborazione. In particolare l'accordo prevede di valutare le potenzialità del gas non associato nel basso bacino del Congo e nell'offshore angolano. Il progetto analizzerà le opzioni disponibili sia per il mercato internazionale sia per quello domestico, anche con l'obiettivo di sostenere lo sviluppo dell'economia locale. Inoltre è previsto lo studio di possibili progetti mid-downstream da realizzare nel Paese.

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

Blocco 0

Produzione Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2014 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 292 mila barili/giorno (circa

29 mila barili/giorno in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 18 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/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) riduzione del flaring gas sul giacimento Nemba. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; (ii) il giacimento Mafumeira Sul (Eni 9,8%) con start-up previsto nel 2016. Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling ed esplorative near field.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta di Pinda Fm.

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato ad una nave di stoccaggio, tramite il terminale di Palanca, prima di essere esportato. Nel 2014 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 51 mila barili/giorno (circa 4 mila barili/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato l'area di Caco-Gazela, con start-up produttivo avvenuto nei primi mesi del 2015. Per l'area di Punja è attualmente in fase di definizione lo schema di sviluppo.

Blocco 14

Produzione Nel 2014 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 122 mila barili/giorno (circa 16 mila barili/giorno in quota Eni) pari a circa il 15% 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 in produzione sono Kuito, Landana e Tombua nonché Benguela-Belize/Lobito-Tomboco. 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 di sviluppo hanno riguardato principalmente il progetto Lianzi nel Blocco 14K/A Imi Unit Area (Eni 10%), con start-up previsto nella seconda metà del 2015 e picco produttivo di 35 mila barili/giorno. Sono in corso attività di definizione dello schema di sviluppo della scoperta Malange.

Blocco 15

Produzione Nel 2014 il blocco ha prodotto circa 340 mila barili/giorno (circa 32 mila barili/giorno 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 nel 2004 nell'ambito della fase A di sviluppo delle riserve di Kizomba; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel 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 quattro unità FPSO. Nel 2014 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 250 mila barili/giorno (circa 24 mila barili/giorno in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2014 hanno prodotto complessivamente circa 96 mila barili/giorno (circa 8 mila barili/giorno 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 nel corso del 2015, con picco produttivo di 70 mila barili/giorno nel 2016.

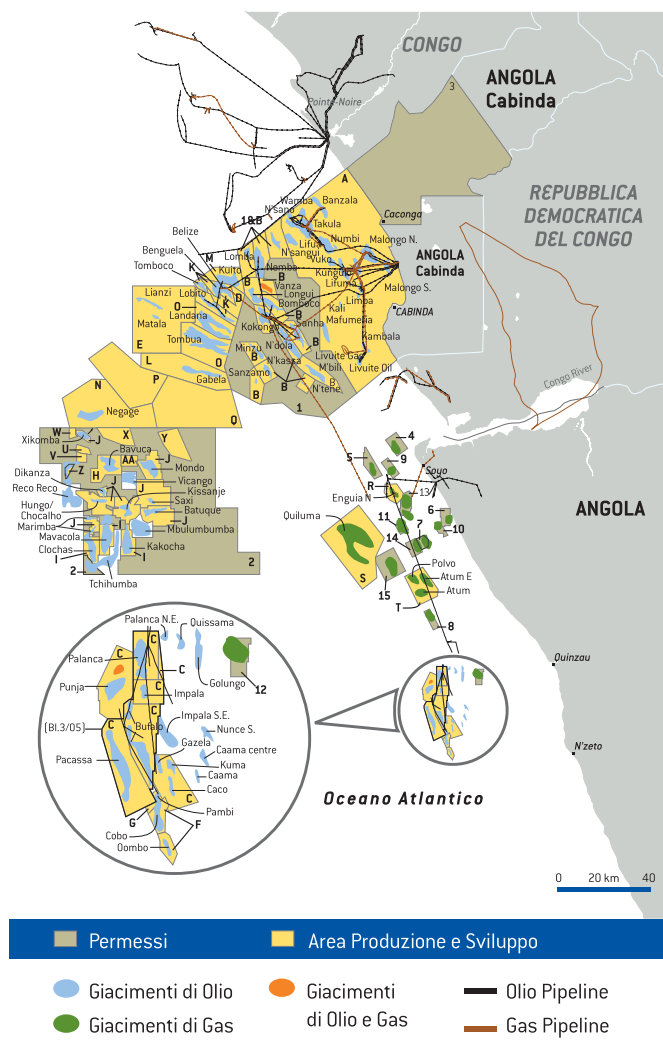
Blocco 15/06

Le attività dell'area riguardano la messa in produzione di circa 450 milioni di barili di riserve di petrolio attraverso i due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, ed East Hub, sanzionato nel settembre del 2013.

Nel dicembre 2014 è stata avviata la produzione dal progetto West Hub Development nel Blocco 15/06, primo progetto in produzione operato da Eni nel paese, con un livello iniziale di 45 mila barili di olio/giorno ottenuti attraverso la FPSO N'Goma. Lo sviluppo del progetto è avvenuto in soli 44 mesi a partire dalla dichiarazione di scoperta commerciale e rappresenta un risultato al top dell'industria per gli sviluppi in acque profonde. Il ramp-up produttivo sarà completato nel corso dei prossimi mesi raggiungendo fino a 100 mila barili/giorno. In futuro la produzione del blocco sarà sostenuta dall'allacciamento alle facility estrattive installate per la scoperta originaria di Sangos delle numerose scoperte successive.

Il progetto East Hub, di cui si prevede l'avvio nel 2017, ha come obiettivo lo sviluppo delle reservoir nella parte nord est dell'area con uno schema di sviluppo simile a quello del progetto West Hub.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Ochigufu 1 NFW nelle acque profonde del blocco, con potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto, incrementando le risorse producibili del progetto West Hub. L'attività esplorativa è stata condotta attraverso un'innovativa acquisizione sismica tridimensionale. Nel gen-



naio 2015 le autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del suddetto blocco.

Angola LNG

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG che gestisce un impianto di liquefazione, avviato nel 2013, 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 2014 è stata di 106 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 4.363 chilometri quadrati (2.883 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel luglio 2014 è stato firmato con le competenti Autorità l'accordo per l'estensione di contratti petroliferi in essere e per l'avvio di nuove iniziative nel bacino costiero del Paese, che si estende dall'onshore Mayombe al deep-offshore.

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Zatchi (Eni 56%), Loango (Eni 42,5%), Ikalou (Eni 100%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafi (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%), Kouakouala (Eni 75%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2014 di 76 mila boe/giorno in quota Eni. I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente 30 mila boe/giorno in quota Eni.

A fine dicembre 2014 è stata avviata in produzione la recente scoperta di Néné Marine nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7.500 boe/giorno facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Néné avverrà in più fasi e prevede l'installazione di piattaforme di produzione e la perforazione di circa 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.

Sviluppo Il programma di flaring down del giacimento M'Boundi è stato completato nel corso dell'anno, con una riduzione di circa 1,8 milioni di metri cubi/giorno di gas flared, raggiungendo, di fatto, lo zero flaring dell'area. In particolare, la valorizzazione del gas associato è stata conseguita: (i) attraverso la gas injection con l'obiettivo di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; e (ii) con contratti long-term di fornitura alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Nel 2014 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). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII.

È proseguito il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi che interviene nei settori dell'educazione, della salute e dell'agricoltura, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali. Lo stato di avanzamento delle attività programmate nel quinquennio 2011-2015 ha raggiunto l'80% alla fine del 2014. Del progetto beneficerebbero circa 25.000 persone. Con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area. Inoltre, sono stati avviati programmi per la promozione della cultura locale in particolare con iniziative nell'area di Pointe Noire, di Makoua nel nord del Paese e nella capitale Brazzaville.

Attre attività di sviluppo hanno riguardato il 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 nel secondo semestre 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: (i) con il pozzo di appraisal Néné Marine 3, confermando il potenziale minerario a olio e gas dell'area; e (ii) con l'importante scoperta a olio di Minsala Marine con un potenziale minerario stimato in circa 1 miliardo di boe in posto. Le attività esplorative sono state supportate dall'applicazione delle tecnologie proprietarie di imaging sismico e-dva™ che permettono un posizionamento ottimale dei pozzi esplorativi.

Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006 ed è operatore con una quota del 50% dell'Area 4 nel bacino offshore di Rovuma. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie sco-



perle di gas che sono state realizzate a esito di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di solo 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.500 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area.

Nel corso dell'anno, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi di delineazione mineralizzati a gas di Agulha 2 e Coral 4 DIR, confermando l'estensione degli omonimi giacimenti. Le attività sono state supportate dalle tecnologie proprietarie di processing sismico e-dva". Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba; per queste ultime, sulla base di un Decreto Legge che definisce il regime fiscale e le regole per i progetti di liquefazione onshore, Eni prevede di ottenere le necessarie autorizzazioni per produrre fino a 340 miliardi di metri cubi di gas con un piano di sviluppo indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1. Inoltre si prevede il termine di sei mesi dall'entrata in vigore della nuova legge petrolifera, avvenuta nel dicembre 2014, per la definizione dell'Unitisation Agreement. L'accordo dovrà ottenere l'autorizzazione da parte delle Autorità del Paese.

Lo sviluppo di Coral prevede la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas (Floating LNG-FLNG) alimentato da pozzi sottomarini. Il progetto è stato sottoposto alle Autorità del Paese alla fine del 2014. La FID è attesa nella seconda metà del 2015. La finalizzazione dei contratti EPCIC per le fasi di costruzione, installazione e commissioning è prevista entro la fine dell'anno. Lo start-up produttivo è previsto alla fine del 2019.

Il progetto Mamba prevede nella fase iniziale la realizzazione di due treni GNL onshore e la perforazione di 16 pozzi sottomarini, con start-up nel 2022. Le attività pianificate prevedono di: (i) sottoporre la Declaration of Commerciality al Governo entro il terzo trimestre del 2015; (ii) presentare il piano di sviluppo alle Autorità entro la fine del 2015; (iii) finalizzare gli accordi commerciali e il project financing entro il primo trimestre 2016. La FID è attesa nel 2016-2017.

Nell'ambito della partnership con la società sudcoreana Korea Gas Corporation (KOGAS), nell'ottobre 2014 è stato firmato un accordo di cooperazione per lo sviluppo di iniziative congiunte nei settori upstream e GNL, in particolare nell'Area 4 del Mozambico.

Sulla base del modello di cooperazione Eni, è stato definito un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità locali, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, e che sarà parte integrante delle attività di sviluppo delle recenti scoperte a gas effettuate nel Paese. Le linee guida definite prevedono diversi progetti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni e il rispetto della biodiversità. In particolare nel corso del 2014 sono stati completati alcuni progetti nell'area di Pemba al fine di: (i) sostenere l'accesso all'istruzione, con la costruzione di una scuola primaria; e (ii) sviluppare attività di training attraverso la collaborazione e la fornitura di materiale didattico all'istituto di formazione tecnica del "National Institute for Employment and Vocational Training" (INEFP); (iii) potenziare il sistema sanitario locale, anche con la ristrutturazione di alcuni reparti ospedalieri e l'avvio di corsi specialistici dedicati a personale del settore.

Continuano i progetti per migliorare l'accesso all'acqua potabile nell'area di Pemba con la realizzazione di un sistema di distribuzione per circa 4.000 persone e gli studi per la fornitura di energia elettrica alle comunità rurali attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Inoltre, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico.

In linea con i UN Guiding Principles on Business and Human Rights è stata realizzata per il Mozambico, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, una valutazione dei possibili impatti nell'ambito dei diritti umani dei progetti di valorizzazione gas in programma nel Paese.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2014 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 135 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 36.123 chilometri quadrati (7.638 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 con una quota del 5% in 21 blocchi onshore e in 5 blocchi nell'offshore convenzionale.

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%).

È in fase di conclusione il progetto realizzato sulla pipeline di trasporto Kwale-Akri nell'area del Delta del Niger. La tecnologia proprietaria e-vpms™ (eni-vibroacoustic pipeline monitoring system) installata consente di localizzare in tempo reale eventuali perdite, riducendo in modo significativo fenomeni di bunkering.

Nel corso dell'anno sono proseguiti i programmi di supporto della popolazione locale con principali iniziative nella costruzione di infrastrutture pubbliche, miglioramento della qualità nei servizi di educazione, rafforzamento della copertura sanitaria di base, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

È stato inaugurato da Eni un sito web dedicato alle attività di sostenibilità realizzate nel Paese. In particolare sono disponibili le informazioni e i dati relativi agli oil spill, emissioni da flaring e una sintesi sugli studi di impatto ambientale.

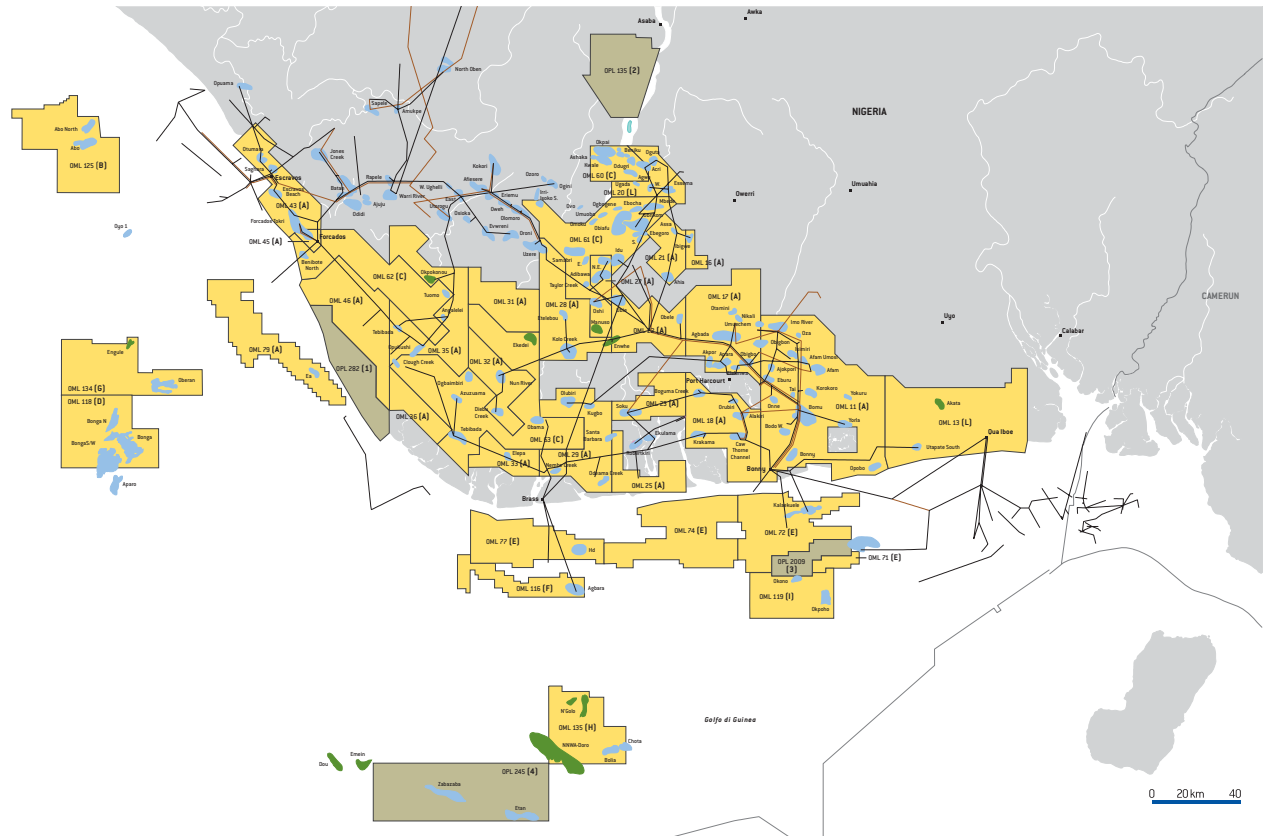
Nel 2014 la Petroleum Technology Association of Nigeria ha riconosciuto due società Eni come migliori organizzazioni del settore Oil & Gas nel promuovere lo sviluppo locale (Local Content Operator). Il riconoscimento sottolinea l'impegno Eni nella realizzazione di iniziative efficaci per sviluppare e sostenere le attività economiche locali, anche nel raggiungimento degli standard qualitativi specifici del settore upstream.

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 2014 oltre il 40% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 59 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 Nigeria-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Kwale-Okpai della capacità di generazione di 480 MW. Nel 2014 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 12 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo È stato avviato il progetto di trattamento e re-iniezione delle acque di produzione di Ebocha nel blocco OML 61. Il progetto prevede una capacità massima di trattamento di 60 mila barili/giorno di acqua. Proseguono le attività di valorizzazione del gas associato con continue e progressive riduzioni di gas flared.



■ Permessi ■ Area Produzione e Sviluppo

● Giacimenti di Olio — Olio Pipeline
● Giacimenti di Gas — Gas Pipeline

Blocco OML 118

Produzione Nel 2014 il giacimento Bonga ha prodotto circa 15 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.

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del giacimento Bonga NW, attraverso la perforazione e il completamento di 4 pozzi produttori e di 2 pozzi iniettori.

Blocco OML 119

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti Okono/Okpoho che nel 2014 hanno prodotto circa 1.000 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 2014 ha prodotto circa 1.000 barili/giorno di petrolio in quota Eni.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2014 ha prodotto circa 20 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.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Abo 12 mineralizzato a olio. La scoperta verrà allacciata alle facility produttive di Abo nel corso del 2015.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2014, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 27% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 36 mila boe/giorno.

Le attività di sviluppo proseguono nel blocco OML 28: (i) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato a petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi; e (ii) lo sviluppo del giacimento Forkados-Yokri prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel 2015.

Nigeria GNL

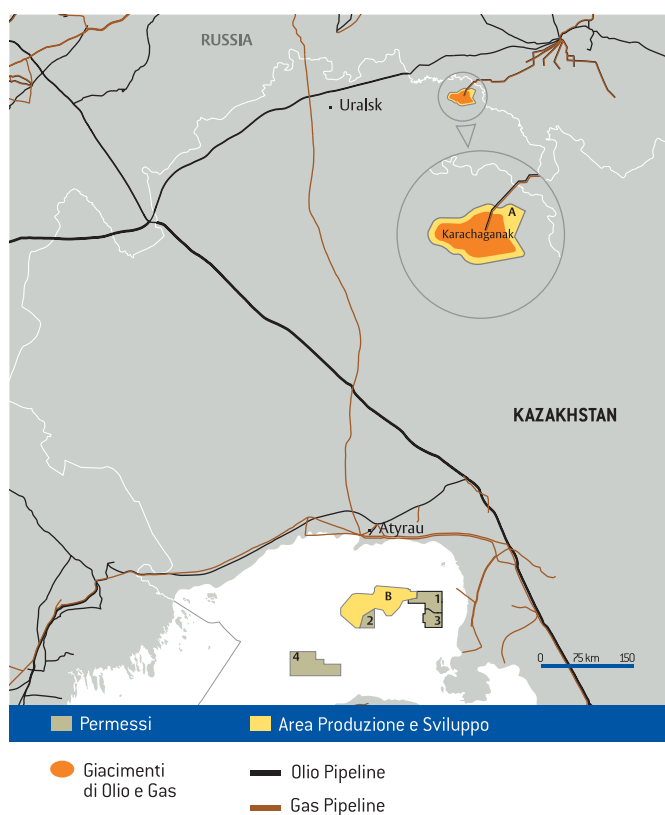
Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 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, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

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 (NCSPSA) responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan.

Nel giugno 2014 è stato firmato un accordo strategico con la compagnia di stato KazMunayGaz (KMG) per lo sfruttamento dei diritti di esplorazione e produzione dell'area offshore ad alto potenziale di Isatay (Eni 50%) nel Mar Caspio settentrionale con partecipazioni paritetiche nell'iniziativa. L'accordo prevede, inoltre, la costruzione di un cantiere navale a Kuryk.



Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement che regola fino al 2041 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. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

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. Nel corso del 2014 è stato eseguito il risk assessment finalizzato all'individuazione delle cause del guasto tecnico che aveva costretto il Consorzio all'interruzione della produzione, dopo il sostanziale completamento della Fase 1 di sviluppo (cosiddetta Experimental Program) e conseguente start-up del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). Il risk assessment eseguito ha stabilito la necessità della sostituzione delle due pipeline danneggiate. I contratti relativi all'acquisto e installazione delle

nuove pipeline sono stati finalizzati. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato avvenga nel 2017.

La Fase 1 dello sviluppo prevede una capacità produttiva iniziale di 180 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 dicembre 2014 è stato firmato un accordo tra il Consorzio e il Governo kazako che ha risolto una serie di tematiche di natura fiscale, ambientale e relative alle attività operative.

È stato avviato il processo di cambiamento del modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto. Il nuovo modello, che ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei processi operativi e decisionali e ridurre quindi i costi complessivi, prevede che una società, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan. Nell'ambito di tale processo di cambiamento, che sarà completato entro la metà del 2015, sono state trasferite le quote dell'Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company NV (Eni 100%), responsabile dell'esecuzione della Fase 1 di sviluppo, alla NCOC BV.

Nel 2014 è stato testato un innovativo sistema di monitoraggio ambientale di progettazione Eni. Il programma prevede l'utilizzo di un mezzo marino mobile (AUV-Veicolo Sottomarino Autonomo) in grado di eseguire attività di monitoraggio ambientale e asset integrity presso le facility produttive sottomarine.

Nel corso dell'anno si è concluso il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) lanciato da Eni con il patrocinio del Ministro dell'Ambiente e delle Risorse Idriche della Repubblica del Kazakhstan, a tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio. Nel giugno 2014, il progetto ha ottenuto riconoscimento ufficiale da parte dell'UNESCO ed è stato inserito nel programma Man and Biosphere. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse kazake nel settore Oil & Gas.

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 242 mila barili/giorno di liquidi (52 mila barili/giorno in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 50% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg, ed il restante volume per 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 allo studio l'Expansion Project attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e incrementare le vendite di gas. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione e di trattamento gas. Sono inoltre in fase avanzata vari progetti di sviluppo mirati al mantenimento del livello produttivo dei liquidi.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità locali presso il giacimento di Karachaganak, in particolare nell'area occidentale. Le attività hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché la realizzazione di impianti per l'approvvigionamento idrico e infrastrutture stradali.

Resto dell'Asia

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2014 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 34.826 chilometri quadrati (26.248 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 14 blocchi.

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

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 Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik (Eni 55%, operatore) nell'offshore del Kalimantan. Le attività prevedono 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. Lo start-up è previsto nel 2017; e (ii) il progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, con avvio atteso nel 2016.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas del pozzo esplorativo Merakes 1 NFW situato nel blocco offshore East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La scoperta, stimata in 56 miliardi di metri cubi di gas, è in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik e potrà fornire ulteriori volumi all'impianto GNL di Bontang. Il successo esplorativo è stato supportato da un innovativo approccio di analisi sismica che considerando diversi fattori geologici consente una migliore fasatura delle attività.

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 2014 ha prodotto 21 mila barili/giorno in quota Eni. Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Sviluppo Nel corso del 2014 sono proseguite le attività relative alla fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) del giacimento Zubair. Il progetto prevede la realizzazione di impianti trattamento olio della capacità complessiva di 300 mila barili/giorno, il revamping degli impianti di trattamento esistenti e la perforazione di pozzi produttori e iniettori di acqua.

Nel marzo 2014 è stato approvato dalla compagnia di stato irachena South Oil Company l'Enhanced Redevelopment Plan per il raggiungimento del plateau di produzione di 850 mila barili/giorno. I contratti principali relativi alla costruzione delle nuove facility sono stati assegnati nella prima metà dell'anno.

Sono proseguite le attività a supporto delle aziende agricole locali.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2014 la produzione in quota Eni è stata di 45 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 25.639 chilometri quadrati (9.467 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 2014 hanno prodotto circa il 75% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato attività di infilling sui giacimenti in produzione al fine di contrastare il declino produttivo.

Proseguono le iniziative di supporto allo sviluppo delle comunità locali presenti nelle aree limitrofe ai campi in produzione di Bhit, Badhra e Kadanwari attraverso: (i) la realizzazione di infrastrutture scolastiche; (ii) programmi di accesso all'acqua potabile; e (iii) iniziative di formazione professionale nel settore upstream.

Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni), suddivisa in quattro aree. Nel 2014, la produzione in quota Eni è stata di 10 mila boe/giorno.

Nel novembre 2014 Eni e l'Agenzia di Stato per la gestione e l'uso delle risorse di idrocarburi del Turkmenistan hanno firmato un addendum al Production Sharing Agreement che regola le attività di esplorazione e produzione del blocco onshore Nebit Dag estendendone la durata al 2032 con contestuale cessione del 10% della partecipazione alla compagnia di stato Turkmenneft (Eni mantiene il restante 90%). Nell'ambito di tale accordo è prevista la realizzazione di un Training Center per la formazione di personale tecnico in ambito petrolifero. Proseguono inoltre le iniziative di formazione professionale rivolte a giovani laureati nel settore Oil & Gas. Inoltre Eni e l'Agenzia di stato turkmena hanno siglato un Memorandum of Understanding per valutare la possibilità di estendere le attività Eni al tratto turkmeno offshore del Mar Caspio.

Produzione 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'equivalente 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 di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi finalizzati a contrastare il declino produttivo dei giacimenti; e (ii) il completamento della prima fase del programma di revamping dell'esistente centrale trattamento olio del giacimento Burun, al fine di incrementare la capacità nonché migliorare le condizioni di sicurezza, efficienza e tutela ambientale anche grazie alla riduzione del gas flaring e all'incremento della capacità di re-iniezione dell'acqua.

America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988; nel 2014 la produzione in quota Eni è stata di 12 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 Nel corso dell'anno sono stati sanzionati i progetti di: (i) Villano Fase VI con start-up produttivo nel 2016; e (ii) Oglan con start-up previsto nel 2017.

Proseguono le attività di manutenzione e continuo miglioramento delle facility al fine di mantenere gli elevati standard di sicurezza e il livello di efficienza.

Nel 2014 si è concluso il primo triennio del Piano di Azione sulla Biodiversità nell'area Amazzonica prossima al giacimento di Villano, che ha evidenziato l'impatto ambientale minimo delle attività produttive Eni.

Continua l'impegno Eni a promuovere lo sviluppo socio-economico delle zone limitrofe alle aree produttive con: (i) interventi in ambito igienico-sanitario, attraverso la fornitura di medicinali, strumentazione tecnica e mezzi di trasporto; (ii) attività per l'educazione, con la costruzione di infrastrutture scolastiche, fornitura di materiale didattico e l'istituzione di borse di studio; e (iii) training e programmi di sviluppo di attività agricole anche attraverso fornitura di attrezzature specifiche.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo esplorativo Oglan-2 con un potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto. La scoperta è situata in prossimità delle infrastrutture produttive del giacimento operato di Villano.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 6.092 chilometri quadrati (3.500 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2014 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 92 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

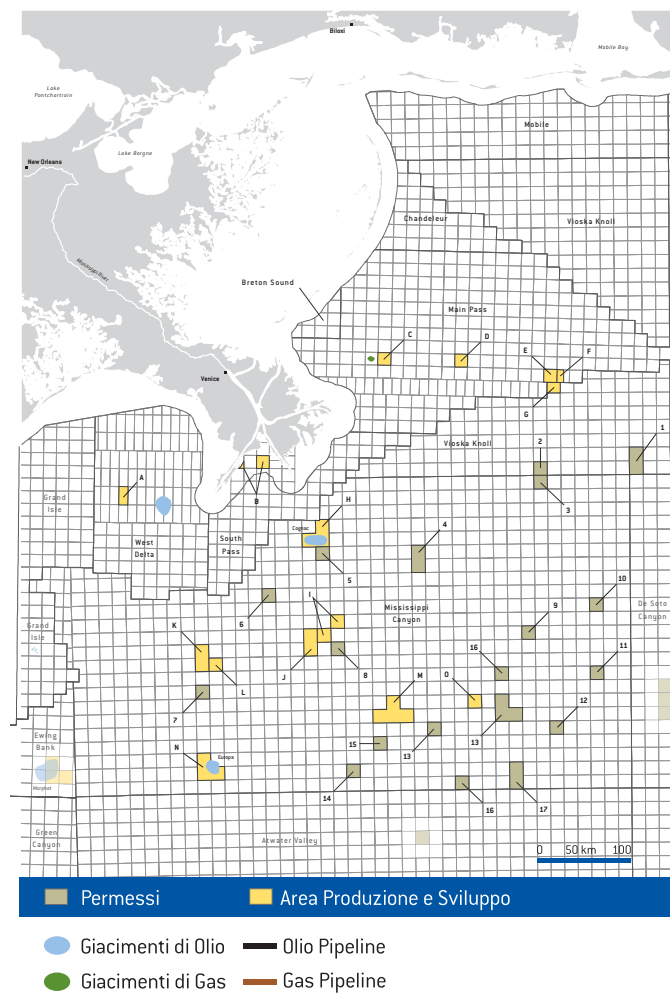
Golfo del Messico

Eni partecipa in 188 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 122 come operatore. Nel 2014 Eni si è aggiudicata l'operatorship dei blocchi offshore MC246 e MC290 con una quota del 100%.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny e Appaloosa (Eni 100%); Pegasus (Eni 85%); Longhorn, Devils Towers e Triton (Eni 75%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti non operati di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%) e Thunder Hawk (Eni 25%).

È stato conseguito lo start-up produttivo dei giacimenti St. Malo (Eni 1,25%) e Lucius (Eni 8,5%), quest'ultimo nel gennaio 2015. L'avvio di Hadrian South (Eni 30%), avvenuto nel marzo 2015, consentirà al progetto Lucius-Hadrian South di raggiungere il picco produttivo stimato in 144 mila boe/giorno (22 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Le attività prevedono 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; e (ii) la perforazione di pozzi di sviluppo sui campi operati di Devils Tower e Pegasus nonché sui campi non-operati di Europa e K2 (Eni 13,39%).

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 Le attività di sviluppo delle riserve di gas non convenzionale (shale gas) nell'area sono proseguite con lo start-up di ulteriori 21 pozzi produttori.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Stallings 1H e Mitchell 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources alla fine del 2013 volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel Texas occidentale. Le scoperte sono state avviate in produzione con un livello complessivo iniziale di circa 1.500 barili/giorno di olio.

Eni si è aggiudicata un'area nella Leon Valley, nel Texas occidentale, con una quota del 50%, per esplorare e sfruttare giacimenti di shale oil.

Alaska

Eni partecipa in 99 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 10% e il 100%, dei quali 46 operati.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 21 mila barili/giorno in quota Eni nel 2014.

Sviluppo Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq e Ooguruk. Nel mese di giugno il campo di Nikaitchuq ha raggiunto il target produttivo di 25 mila boe/giorno. Tale importante risultato è stato ottenuto grazie alle competenze e alle tecnologie proprietarie di Eni applicate in un ambiente estremo e con vincoli ambientali, che hanno consentito di realizzare uno degli impianti di produzione più avanzati nel North Slope, con massima compatibilità ambientale e alta efficienza operativa.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2014 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 2014 la produzione in quota Eni è stata di 10 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Venezuela e 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%.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti Corocoro (Eni 26%), situato nel Golfo de Paria, e dal giant Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in posto certificati in 35 miliardi di barili.

Sviluppo Proseguono le attività di drilling del giacimento Junin 5 con la perforazione di 22 pozzi. Il giacimento è stato avviato nel 2013 nella fase di early production, con un target produttivo di 75 mila barili/giorno. La successiva fase Full Field prevede un plateau produttivo di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria. In base agli accordi, 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.

È in corso lo sviluppo del giacimento giant a gas di Perla nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Lo start-up produttivo della prima fase è atteso entro il secondo trimestre del 2015. Il progetto prevede la messa in produzione dei pozzi esplorativi esistenti e di 17 nuovi pozzi di sviluppo nonché l'installazione delle piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo atteso per la fase di early production è

stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio nel 2017 della seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La fase finale di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno nel 2020.

Esplorazione Eni partecipa con una quota del 19,5% nel blocco Petrolera Güiria per l'esplorazione di riserve di petrolio e con una quota del 40% nel blocco Golfo de Paria Ovest e Punta Pescador, nell'offshore orientale del Paese, per l'esplorazione di risorse di gas naturale.

■ Australia e Oceania

Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2014 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 26 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 22.819 chilometri quadrati (13.376 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/RL7 (Eni 32,5%).

Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 6 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 (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 138 mila boe/giorno (circa 12 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2014. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FS0. 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 6 mila barili/giorno nel 2014 (circa 2 mila barili/giorno 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 proseguite le attività di sviluppo del giacimento Kitan che prevede la perforazione e il completamento di un pozzo di sviluppo con un incremento della produzione atteso dal 2015.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), in produzione dal 2009, ha prodotto 671 milioni di metri cubi/anno nel 2014 (pari a circa 12 mila boe/giorno). Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2010									
Riserve certe di idrocarburi	724	601	2.119	1.161	1.126	612	373	127	6.843
Società consolidate	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
Società in joint venture e collegate			23	28		317	143		511
Sviluppate	554	405	1.237	817	543	182	167	117	4.022
Società consolidate	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
Società in joint venture e collegate			22	5		43	26		96
Non sviluppate	170	196	882	344	583	430	206	10	2.821
Società consolidate	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
Società in joint venture e collegate			1	23		274	117		415
2011									
Riserve certe di idrocarburi	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
Società consolidate	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
Società in joint venture e collegate			21	83		656	386		1.146
Sviluppate	540	374	1.194	746	482	134	188	112	3.770
Società consolidate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
Società in joint venture e collegate			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
Società consolidate	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
Società in joint venture e collegate			2	79		651	360		1.092
2012									
Riserve certe di idrocarburi	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
Società consolidate	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
Società in joint venture e collegate			20	81		668	730		1.499
Sviluppate	406	349	1.100	716	458	190	190	107	3.516
Società consolidate	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
Società in joint venture e collegate			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
Società consolidate	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
Società in joint venture e collegate				81		586	710		1.377
2013									
Riserve certe di idrocarburi	499	557	1.802	1.230	1.035	270	966	176	6.535
Società consolidate	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
Società in joint venture e collegate			19	75		7	726		827
Sviluppate	408	343	1.022	701	566	93	171	123	3.427
Società consolidate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
Società in joint venture e collegate			19			3	18		40
Non sviluppate	91	214	780	529	469	177	795	53	3.108
Società consolidate	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
Società in joint venture e collegate				75		4	708		787
2014									
Riserve certe di idrocarburi	503	544	1.756	1.320	1.069	290	960	160	6.602
Società consolidate	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772
Società in joint venture e collegate			16	81		5	728		830
Sviluppate	401	335	919	725	589	115	214	135	3.433
Società consolidate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366
Società in joint venture e collegate			15	23		3	26		67
Non sviluppate	102	209	837	595	480	175	746	25	3.169
Società consolidate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406
Società in joint venture e collegate			1	58		2	702		763

(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 petrolio e condensati per area geografica		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakistan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2010									
Riserve certe di petrolio e condensati	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Società consolidate	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate			19	6		44	139		208
Sviluppate	183	207	674	537	251	44	87	20	2.003
Società consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
Società in joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
Società consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Società in joint venture e collegate			1	2		39	114		156
2011									
Riserve certe di petrolio e condensati	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Società consolidate	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate			17	22		110	151		300
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
Società consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
Società in joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
Società consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Società in joint venture e collegate			1	18		110	126		255
2012									
Riserve certe di petrolio e condensati	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Società consolidate	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate			17	16		114	119		266
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
Società consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
Società in joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
Società consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Società in joint venture e collegate				16		106	100		222
2013									
Riserve certe di petrolio e condensati	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Società consolidate	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate			16	15		1	116		148
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
Società consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
Società in joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
Società consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Società in joint venture e collegate				15		1	97		113
2014									
Riserve certe di petrolio e condensati	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
Società consolidate	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
Società in joint venture e collegate			14	17		1	117		149
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
Società consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
Società in joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
Società consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
Società in joint venture e collegate			1	10		1	91		103

Riserve certe di gas naturale per area geografica

[milioni di metri cubi]

(al 31 dicembre)	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Riserve certe di gas naturale	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
<i>Società consolidate</i>	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>Società in joint venture e collegate</i>			696	3.339		43.030	627		47.692
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
<i>Società consolidate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>Società in joint venture e collegate</i>			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
<i>Società consolidate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
<i>Società in joint venture e collegate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
2011									
Riserve certe di gas naturale	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
<i>Società consolidate</i>	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>Società in joint venture e collegate</i>		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
<i>Società consolidate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>Società in joint venture e collegate</i>		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
<i>Società consolidate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
<i>Società in joint venture e collegate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
2012									
Riserve certe di gas naturale	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
<i>Società consolidate</i>	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
<i>Società consolidate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
<i>Società consolidate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
<i>Società in joint venture e collegate</i>				10.007		74.795	94.842		179.644
2013									
Riserve certe di gas naturale	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
<i>Società consolidate</i>	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<i>Società in joint venture e collegate</i>			421	9.350		803	94.955		105.529
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
<i>Società consolidate</i>	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
<i>Società in joint venture e collegate</i>			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
<i>Società consolidate</i>	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	9.350		421	94.804		104.578
2014									
Riserve certe di gas naturale	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
<i>Società consolidate</i>	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
<i>Società in joint venture e collegate</i>			419	9.957		510	94.943		105.829
Sviluppate	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
<i>Società consolidate</i>	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
<i>Società in joint venture e collegate</i>			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
<i>Società consolidate</i>	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
<i>Società in joint venture e collegate</i>			4	7.417		237	94.798		102.456

(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.

Produzione di idrocarburi per Paese ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		183	186	189	186	179
Resto d'Europa		222	216	178	155	190
Croazia		8	5	5	8	7
Norvegia		123	131	126	106	112
Regno Unito		91	80	47	41	71
Africa Settentrionale		602	438	586	556	567
Algeria		77	72	78	88	109
Egitto		232	236	235	227	206
Libia		273	112	258	228	239
Tunisia		20	18	15	13	13
Africa Sub-Sahariana		400	370	345	332	325
Angola		118	102	87	87	84
Congo		110	108	104	120	106
Nigeria		172	160	154	125	135
Kazakhstan		108	106	102	100	88
Resto dell'Asia		131	112	129	144	98
Cina		7	8	9	8	4
India		8	4	2	1	1
Indonesia		19	18	18	16	16
Iran		21	6	3	4	1
Iraq		5	7	18	22	21
Pakistan		59	58	57	52	45
Russia				11	31	
Turkmenistan		12	11	11	10	10
America		143	125	135	116	125
Brasile			1	2		
Ecuador		11	7	25	13	12
Stati Uniti		109	98	88	82	92
Trinidad e Tobago		12	10	11	11	11
Venezuela		11	9	9	10	10
Australia e Oceania		26	28	37	30	26
Australia		26	28	37	30	26
Totale estero		1.632	1.395	1.512	1.433	1.419
		1.815	1.581	1.701	1.619	1.598
di cui società in joint venture e collegate		25	26	35	54	22
Angola		3	4	2	3	2
Brasile			1	2		
Indonesia		6	6	6	5	5
Russia				11	31	
Tunisia		5	6	5	5	5
Venezuela		11	9	9	10	10

Produzione venduta di idrocarburi	(milioni di boe)	2010	2011	2012	2013	2014
Produzione di idrocarburi		662,3	577,0	622,6	591,0	583,1
Variazione rimanenze/altre		(3,4)	(7,4)	1,6	(5,7)	(4,2)
Autoconsumi di gas		(20,9)	(21,1)	(25,5)	(30,0)	(29,4)
Produzione venduta di idrocarburi^(b)		638,0	548,5	598,7	555,3	549,5
petrolio	(milioni di barili)	361,30	302,61	325,41	299,54	299,78
- di cui a settore R&M		206,41	190,65	185,48	178,83	184,09
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	43,50	38,65	42,50	39,78	38,83
- di cui a settore G&P		12,23	11,98	12,33	10,89	10,51

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (12,5, 12,8, 10,9, 9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2014, 2013, 2012, 2011 e 2010).

(b) Include 6,1 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2014 (17,1, 11,2, 7,7 e 8 milioni di boe nel 2013, 2012, 2011, 2010, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		61	64	63	71	73
Resto d'Europa		121	120	95	77	93
Norvegia		74	80	74	60	62
Regno Unito		47	40	21	17	31
Africa Settentrionale		301	209	271	252	252
Algeria		74	69	71	73	83
Egitto		96	91	88	93	88
Libia		116	36	101	76	73
Tunisia		15	13	11	10	8
Africa Sub-Sahariana		321	278	247	242	231
Angola		113	95	80	79	75
Congo		98	87	82	90	80
Nigeria		110	96	85	73	76
Kazakhstan		65	64	61	61	52
Resto dell'Asia		48	34	44	49	37
Cina		6	7	8	7	4
India		1				
Indonesia		2	2	2	2	2
Iran		21	6	3	4	1
Iraq		5	7	18	22	21
Pakistan		1	1	1		
Russia				2	5	
Turkmenistan		12	11	10	9	9
America		71	65	83	71	84
Brasile			1	2		
Ecuador		11	7	25	13	12
Stati Uniti		49	48	47	48	62
Venezuela		11	9	9	10	10
Australia e Oceania		9	11	18	10	6
Australia		9	11	18	10	6
Totale estero		936	781	819	762	755
		997	845	882	833	828
di cui società in joint venture e collegate		19	19	20	20	15
Angola		3	3	2		
Brasile			1	2		
Indonesia		1	1	1	1	1
Russia				2	5	
Tunisia		4	5	4	4	4
Venezuela		11	9	9	10	10

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		178	181	184	179	171
Resto d'Europa		214	209	171	149	184
Africa Settentrionale		582	420	561	528	532
Africa Sub-Sahariana		386	354	328	307	307
Kazakhstan		104	102	98	96	85
Resto dell'Asia		126	106	121	135	91
America		141	124	133	114	122
Australia e Oceania		26	27	35	29	25
		1.757	1.523	1.631	1.537	1.517
di cui società in joint venture e collegate		23	23	33	51	20
Africa Settentrionale		5	5	5	5	4
Africa Sub-Sahariana		3	3	2	2	2
Resto dell'Asia		5	4	15	34	4
America		10	11	11	10	10

(a) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese ^(a)	(milioni di metri cubi/giorno)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		19,1	19,1	19,7	17,9	16,5
Resto d'Europa		15,9	15,2	13,0	12,2	15,2
Croazia		1,3	0,9	0,7	1,2	1,1
Norvegia		7,7	8,0	8,2	7,1	7,8
Regno Unito		6,9	6,3	4,1	3,9	6,3
Africa Settentrionale		47,4	36,0	49,0	47,4	48,8
Algeria		0,5	0,5	1,1	2,3	4,0
Egitto		21,4	22,7	22,8	20,8	18,4
Libia		24,7	12,0	24,4	23,7	25,8
Tunisia		0,8	0,8	0,7	0,6	0,6
Africa Sub-Sahariana		12,5	14,4	15,2	14,0	14,7
Angola		0,9	1,0	1,1	1,3	1,4
Congo		1,9	3,4	3,4	4,6	4,1
Nigeria		9,7	10,0	10,7	8,1	9,2
Kazakhstan		6,7	6,5	6,3	6,0	5,7
Resto dell'Asia		13,1	12,1	13,3	14,7	9,4
Cina		0,2	0,1	0,1	0,1	
India		1,0	0,6	0,3	0,2	0,1
Indonesia		2,7	2,3	2,4	2,2	2,1
Pakistan		9,2	9,1	8,8	8,0	7,0
Russia				1,5	4,0	
Turkmenistan				0,2	0,2	0,2
America		11,2	9,5	8,1	7,0	6,2
Stati Uniti		9,4	7,9	6,4	5,3	4,5
Trinidad e Tobago		1,8	1,6	1,7	1,7	1,7
Australia e Oceania		2,7	2,8	2,9	3,1	3,1
Australia		2,7	2,8	2,9	3,1	3,1
Totale estero		109,5	96,5	107,8	104,4	103,1
		128,6	115,6	127,5	122,3	119,6
di cui società in joint venture e collegate		1,0	1,0	2,5	5,3	1,1
Angola			0,1	0,1	0,4	0,3
Indonesia		0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Russia				1,5	4,0	
Tunisia		0,2	0,2	0,2	0,2	0,1

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		18	18	19	17	15
Resto d'Europa		15	14	12	11	14
Africa Settentrionale		44	33	45	43	44
Africa Sub-Sahariana		11	12	12	10	12
Kazakhstan		6	6	6	6	5
Resto dell'Asia		12	12	12	13	8
America		11	9	8	7	6
Australia e Oceania		3	3	3	3	3
		120	107	117	110	107
di cui società in joint venture e collegate		1	1	2	5	1
Resto dell'Asia		1	1	2	5	1

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (12,5, 12,8, 10,9, 9,1, e 9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2014, 2013, 2012, 2011 e 2010).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2010		2011		2012		2013		2014	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati (\$/bbl)										
Italia	72,19		101,20		100,52		98,50		87,80	
Resto d'Europa	67,26		97,56	97,18	100,67	93,11	98,97		88,80	
Africa Settentrionale	70,96	16,09	97,63	17,98	103,63	17,93	100,42	17,96	88,99	17,94
Africa Sub-Sahariana	78,23	77,78	110,09	108,92	108,34	112,28	105,13		93,45	
Kazakhstan	66,74		98,68		102,25		99,37		91,86	
Resto dell'Asia	75,20	57,05	101,09	74,98	103,44	40,36	99,69	33,87	77,99	65,90
America	72,84	71,70	101,15	93,03	85,94	93,45	85,27	93,32	79,13	81,48
Australia e Oceania	73,00		98,05		102,06		98,72		91,61	
	72,95	58,86	102,47	84,78	103,06	77,94	100,20	64,92	88,90	70,56
Gas naturale (\$/kmc)										
Italia	307,46		408,21		377,14		411,27		308,47	
Resto d'Europa	261,43		343,15	375,75	357,70	411,16	374,85		299,86	
Africa Settentrionale	242,59		209,98	190,43	287,06	173,53	281,23	221,98	285,40	214,74
Africa Sub-Sahariana	66,03		69,60		76,12		76,38		74,92	
Kazakhstan	17,38		20,19		23,55		22,53		21,98	
Resto dell'Asia	153,39	348,48	186,11	553,63	209,85	217,84	205,75	123,32	218,15	552,34
America	165,81		141,97		102,30		119,10		139,73	
Australia e Oceania	261,19		260,33		273,00		275,41		263,30	
	212,06	308,21	227,36	490,34	252,28	217,44	261,66	141,43	241,31	499,05
Idrocarburi (\$/boe)										
Italia	56,60		77,26		73,24		77,56		64,80	
Resto d'Europa	56,00		79,03	66,14	80,79	69,05	79,14		67,87	
Africa Settentrionale	55,06	13,53	64,85	20,87	73,06	19,45	70,51	21,47	65,36	21,43
Africa Sub-Sahariana	66,35	77,78	88,02	108,92	84,93	112,28	85,08		73,18	
Kazakhstan	42,24		62,87		64,92		62,02		57,20	
Resto dell'Asia	42,45	55,04	51,51	85,80	57,98	34,78	62,59	21,46	52,75	83,12
America	47,84	71,70	60,28	93,03	54,61	93,45	57,89	93,32	59,94	81,48
Australia e Oceania	52,51		61,00		73,82		61,79		52,46	
	55,59	56,10	72,20	83,15	73,65	59,25	72,97	37,57	65,36	72,19
Gruppo Eni		2010		2011		2012		2013		2014
Petrolio e condensati (\$/bbl)		72,76		102,11		102,58		99,44		88,71
Gas Naturale (\$/kmc)		212,67		229,06		251,67		256,57		242,80
Idrocarburi (\$/boe)		55,60		72,26		73,39		71,87		65,49

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)				
	2010	2011	2012	2013	2014
Europa	29.079	26.023	27.423	37.018	44.842
Italia	19.097	16.872	17.556	17.282	17.297
Resto d'Europa	9.982	9.151	9.867	19.736	27.545
Africa	152.671	137.220	142.796	137.096	159.341
Africa Settentrionale	44.277	30.532	21.390	20.412	21.693
Africa Sub-Sahariana	108.394	106.688	121.406	116.684	137.648
Asia	112.745	55.284	58.042	79.314	109.237
Kazakhstan	880	880	869	869	869
Resto dell'Asia	111.865	54.404	57.173	78.445	108.368
America	11.187	10.209	9.075	9.206	7.943
Australia e Oceania	15.279	25.685	13.834	13.622	13.376
Totale	320.961	254.421	251.170	276.256	334.739

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2014

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		265	15.883	10.948	53.444	33.894		120	93
Italia	1926	151	10.712	8.989	10.751	8.308	Onshore/Offshore	81	68
Resto d'Europa		114	5.171	1.959	42.693	25.586		39	25
Cipro	2013	3			12.523	10.018	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	10	2
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Norvegia	1965	56	2.255	345	9.149	3.327	Offshore	18	20
Portogallo	2014	3			9.099	6.370	Offshore		
Regno Unito	1964	35	941	627	343	117	Offshore	11	3
Altri Paesi		13			6.689	3.845	Offshore		
AFRICA		282	66.114	20.032	263.572	139.309		268	138
Africa Settentrionale		117	32.559	14.144	15.675	7.549		101	60
Algeria	1981	42	3.222	1.148	187	31	Onshore	33	10
Egitto	1954	54	4.926	1.772	6.800	3.174	Onshore/Offshore	43	23
Libia	1959	10	17.947	8.950	8.688	4.344	Onshore/Offshore	4	22
Tunisia	1961	11	6.464	2.274			Onshore/Offshore	21	5
Africa Sub-Sahariana		165	33.555	5.888	247.897	131.760		167	78
Angola	1980	72	6.555	813	14.605	3.514	Onshore/Offshore	50	33
Congo	1968	28	1.714	921	2.649	1.962	Onshore/Offshore	27	3
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	3			4.676	1.664	Offshore		2
Kenia	2012	7			61.363	40.426	Offshore		
Liberia	2012	3			7.365	1.841	Offshore		
Mozambico	2007	1			10.207	5.103	Offshore		6
Nigeria	1962	40	25.286	4.154	10.837	3.484	Onshore/Offshore	90	34
Sud Africa	2014	1			82.117	32.847	Offshore		
Altri Paesi		4			46.463	33.304	Onshore		
ASIA		71	17.556	5.809	199.150	103.428		29	24
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.542	427	Onshore/Offshore	1	5
Resto dell'Asia		65	15.165	5.367	196.608	103.001		28	19
Cina	1984	8	77	19	7.056	7.056	Offshore	5	
India	2005	11	206	109	16.546	6.058	Onshore/Offshore	4	3
Indonesia	2001	14	3.218	1.217	31.608	25.031	Onshore/Offshore	7	15
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Myanmar	2014	2			7.850	7.065	Onshore		
Pakistan	2000	17	10.390	3.396	15.249	6.071	Onshore/Offshore	9	1
Russia	2007	3			62.592	20.862	Offshore		
Timor Leste	2006	1			1.538	1.230	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore	2	
Vietnam	2013	6			39.569	26.384	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		306	5.064	3.273	11.746	4.670		71	13
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	2
Stati Uniti	1968	290	1.895	954	4.197	2.546	Onshore/Offshore	61	7
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	802	268	2.002	798	Onshore/Offshore	2	3
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		14	1.140	709	21.679	12.667		3	2
Australia	2001	14	1.140	709	21.679	12.667	Offshore	3	2
Totale		938	105.757	40.771	549.591	293.968		491	270

(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)	2010	2011	2012	2013	2014
Acquisto di riserve proved e unproved			754	43	109	
Africa Settentrionale			57	14	109	
Africa Sub-Sahariana			697	27		
America				2		
Esplorazione		1.012	1.210	1.850	1.669	1.398
Italia		34	38	32	32	29
Resto d'Europa		114	100	151	357	188
Africa Settentrionale		84	128	153	95	227
Africa Sub-Sahariana		406	482	1.142	757	635
Kazakhstan		6	6	3	1	
Resto dell'Asia		223	156	193	233	160
America		119	60	80	110	139
Australia e Oceania		26	240	96	84	20
Sviluppo		8.578	7.357	8.304	8.580	9.021
Italia		630	720	744	743	880
Resto d'Europa		863	1.596	2.008	1.768	1.574
Africa Settentrionale		2.584	1.380	1.299	808	832
Africa Sub-Sahariana		1.818	1.521	1.931	2.675	3.085
Kazakhstan		1.030	897	719	658	521
Resto dell'Asia		311	361	641	749	1.105
America		1.187	831	953	1.127	921
Australia e Oceania		155	51	9	52	103
Altro		100	114	110	117	105
		9.690	9.435	10.307	10.475	10.524

Vita utile residua delle riserve	(anni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		10,9	10,4	7,6	7,3	7,7
Resto d'Europa		7,4	8,0	9,0	9,8	7,8
Africa Settentrionale		9,6	12,8	9,0	8,9	8,5
Africa Sub-Sahariana		7,9	8,2	8,9	10,2	11,1
Kazakhstan		28,7	24,5	28,1	28,8	33,4
Resto dell'Asia		12,8	21,7	18,1	5,1	8,1
America		7,2	13,6	19,7	23,0	21,3
Australia e Oceania		13,1	12,8	9,8	16,0	17,8
		10,3	12,3	11,5	11,1	11,3

Tasso di rimpiazzo delle riserve all sources	2010		2011		2012		2013		2014	
	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
(%)										
Italia	121	107	72	75	34		62	62	106	106
Resto d'Europa	103	102	140	136	37	37	63	40	77	81
Africa Settentrionale	167	167	58	58	40	40	32	34	78	78
Africa Sub-Sahariana	91	90	63	58	138	117	183	183	182	176
Kazakhstan					467	337	83	83	206	206
Resto dell'Asia	211	212	768	771	12	12	232		156	156
America	274	273	646	647	855	786	102	102	87	87
Australia e Oceania	6	5	155	163	51	51	536	536		
	127	125	143	142	147	107	105	(7)	112	112

Perforazione esplorativa								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2012		2013		2014		2014	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	1,0					0,6	4,0	2,8
Resto d'Europa	1,0	1,0		3,4		4,3	12,0	3,3
Africa Settentrionale	6,3	11,3	4,9	5,4	3,5	4,3	13,0	10,3
Africa Sub-Sahariana	4,5	5,1	3,2	6,6	7,3	7,3	49,0	16,9
Kazakhstan		0,8		0,4			6,0	1,1
Resto dell'Asia	0,5	0,6	4,3	2,7	1,3	4,3	12,0	5,0
America		0,1	0,2	1,2	2,0	1,4	4,0	2,5
Australia e Oceania		0,4		0,5		0,9	1,0	0,3
	13,3	19,3	12,6	20,2	14,1	23,1	101,0	42,2

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2012		2013		2014		2014	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	18,0	1,0	7,4	1,0	12,5		5,0	4,6
Resto d'Europa	2,9	0,6	6,3		9,8	1,0	36,0	7,9
Africa Settentrionale	46,0	1,6	61,6	3,3	54,5	1,0	15,0	7,4
Africa Sub-Sahariana	27,4	0,3	26,3	1,2	31,6		23,0	7,5
Kazakhstan	1,4		0,3		1,5		22,0	3,9
Resto dell'Asia	41,2	0,1	61,7	4,3	54,2	1,6	19,0	8,2
America	23,1		13,8		22,1	0,7	20,0	6,5
Australia e Oceania					0,1	0,4	2,0	0,5
	160,0	3,6	177,4	9,8	186,3	4,7	142,0	46,5

Pozzi produttivi ^(d)				
(numero)	2014			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	241,0	195,1	615,0	532,4
Resto d'Europa	354,0	60,6	188,0	102,9
Africa Settentrionale	1.710,0	907,0	210,0	89,0
Africa Sub-Sahariana	2.950,0	589,8	341,0	25,7
Kazakhstan	149,0	41,1		
Resto dell'Asia	475,0	363,0	956,0	364,9
America	201,0	112,0	366,0	127,5
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	6.087,0	2.272,4	2.690,0	1.245,7

(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 2.234 (799,1 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 temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Gas & Power

Principali indicatori di performance^(*)

		2010	2011	2012	2013	2014
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,98	3,04	2,23	1,43	0,49
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	27.806	33.093	36.198	32.212	28.250
Utile operativo		896	(326)	(3.125)	(2.967)	186
Utile operativo adjusted		1.268	(247)	398	(638)	310
<i>Mercato</i>		923	(657)	67	(818)	155
<i>Trasporto internazionale</i>		345	410	331	180	155
Utile netto adjusted		1.267	252	479	(253)	190
EBITDA pro-forma adjusted		2.562	949	1.137	(28)	760
<i>Mercato</i>		1.863	257	631	(346)	467
<i>Trasporto internazionale</i>		699	692	506	318	293
Investimenti tecnici		265	192	213	229	172
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	97,06	96,76	95,32	93,17	89,17
Vendite di GNL ^(c)		15,0	15,7	14,6	12,4	13,3
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	7,10	7,45	8,00	7,93
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	39,54	40,28	42,58	35,05	33,58
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.072	4.795	4.836	4.616	4.228
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	13,48	12,84	12,77	11,22	10,08
Punteggio soddisfazione clienti [PSC] ^(d)	(%)	87,4	88,6	89,7	92,9	93,4
Prelievi idrici/KWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/KWheq)	0,013	0,014	0,012	0,017	0,017

(*) A seguito della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati del settore Gas & Power 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 2,73 miliardi di metri cubi (5,65, 2,86, 2,73 e 2,61 miliardi di metri cubi nel 2010, 2011, 2012 e 2013, 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 2014 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) e il sistema idrico non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

Performance dell'anno

Nel 2014 è proseguito il trend di miglioramento degli indici di frequenza infortuni di dipendenti e contrattisti (-66%).

I prelievi idrici delle centrali EniPower hanno registrato un calo in termini assoluti (-5,9%) mentre rimangono sostanzialmente stabili se riferiti ai KWheq prodotti. Il calo dei prelievi è attribuibile al minor utilizzo di acqua marina nei processi di raffreddamento della centrale di Brindisi. Nonostante la diminuzione dei prelievi in termini assoluti, le produzioni di vapore e consumi di acqua dolce di sito sono pressoché stabili rispetto al 2013.

Nel 2014, il settore Gas & Power ha conseguito l'utile netto adjusted di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013 per effetto dei benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi i maggiori effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti, parzialmente compensate dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva.

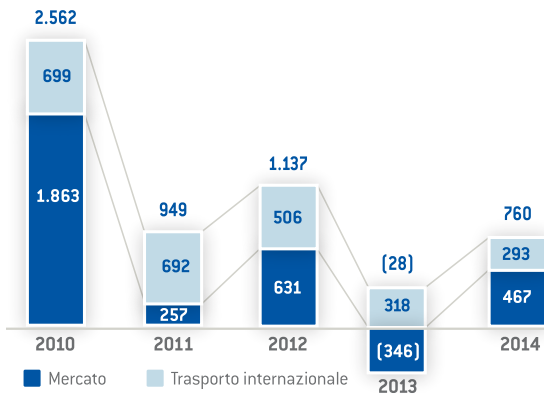
Rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento a lungo termine e riduzione del take-or-pay: ottenuto un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Circa il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Inoltre sono stati ridotti gli anticipi cumulati per effetto della clausola di "take-or-pay" con un beneficio sulla cassa di €0,66 miliardi grazie anche all'ottimizzazione delle vendite.

Le vendite di gas mondo di 89,17 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 4,3% rispetto al 2013. In calo i volumi commercializzati sul mercato domestico (34,04 miliardi di metri cubi, -5,1%) per effetto delle minori vendite su tutti i principali segmenti di mercato, parzialmente compensate dalle maggiori vendite sul mercato spot. Sostanzialmente stabili le vendite nei principali mercati europei (42,21 miliardi di metri cubi; -1,1%).

Gli investimenti tecnici €172 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€98 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€66 milioni).

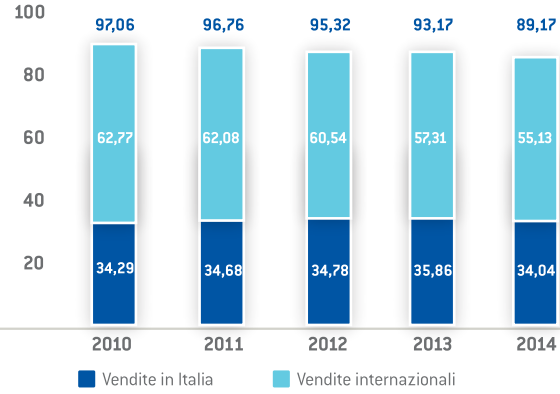
EBITDA proforma adjusted

(€ milioni)



Vendite di gas mondo

(miliardi di metri cubi)

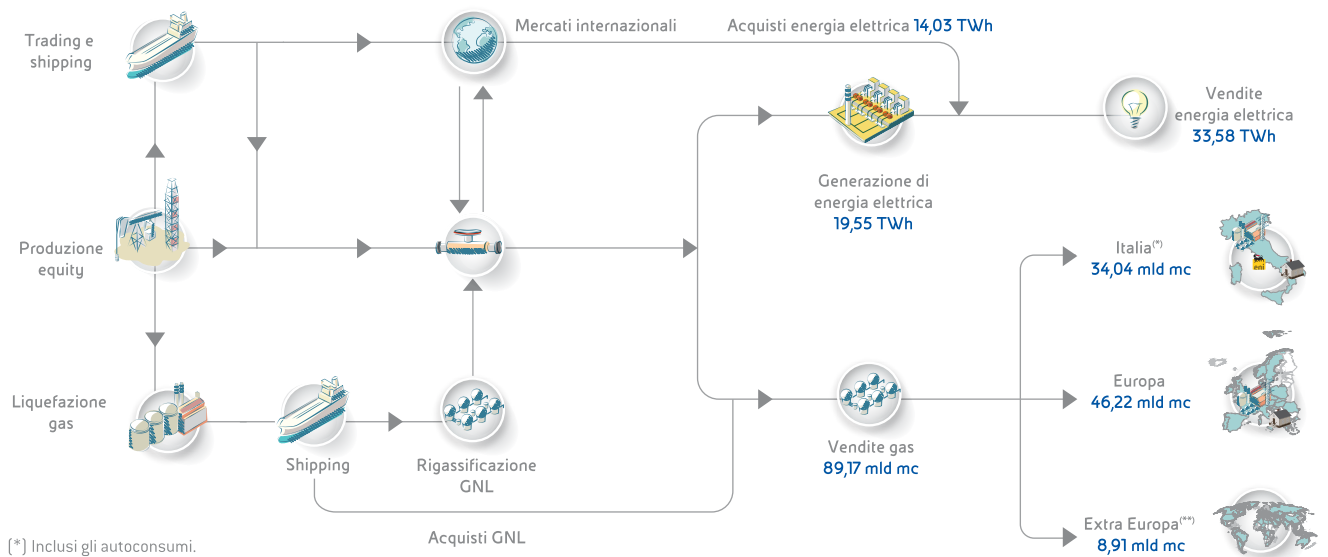


Strategia

Nel settore Gas & Power si prevede la conferma del calo strutturale della domanda a causa della diminuzione dei consumi per la crisi macroeconomica, della competizione da altre fonti e della generalizzata situazione di oversupply in Europa, in un contesto di rafforzamento del ruolo degli hub, sempre più liquidi. Obiettivo prioritario è il focus su redditività e generazione di cassa sostenibile, attraverso le seguenti direttrici di intervento: (i) completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento del gas ai prezzi di mercato e sostanziale recupero dell'anticipo finanziario outstanding al 2014 connesso ai volumi take-or-pay; (ii) semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione dei costi di logistica con un risparmio di €300 milioni entro il 2018; (iii) sviluppo e crescita nei segmenti value added, in particolare retail, valorizzando la base clienti anche attraverso un modello di vendita prodotti extra-commodity, trading e commercializzazione di GNL, sfruttando le opportunità commerciali nei mercati a premio e l'integrazione con l'upstream. Il flusso di cassa operativo cumulato previsto per il periodo 2015-2018 è previsto pari a €3 miliardi.

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.



(*) Includi gli autoconsumi.
 (**) Includi le vendite E&P.

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. Negli ultimi anni sono stati rinegoziati alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. 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 82,91 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al 2013 di 2,76 miliardi di metri cubi, pari al

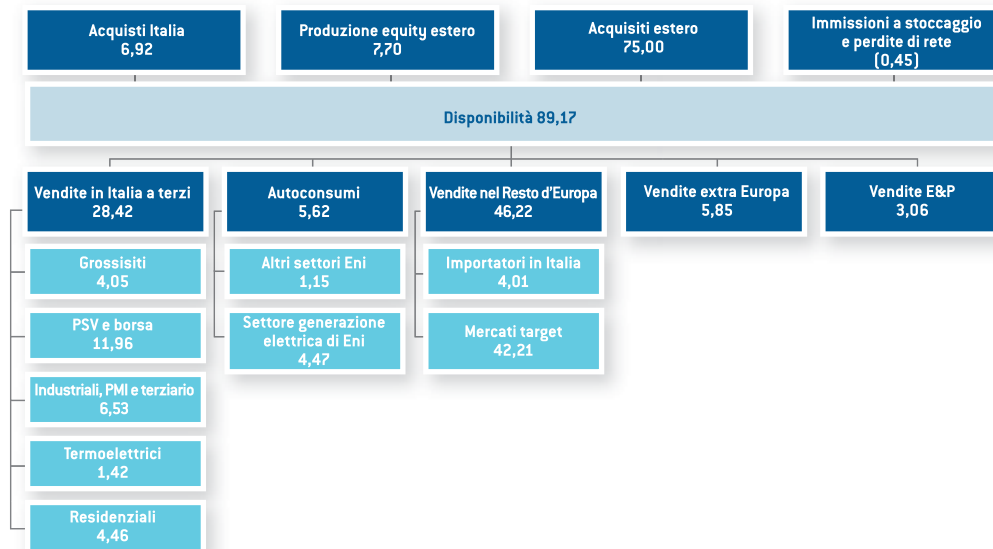
Portafoglio Eni approvvigionamento gas naturale



3,2%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,99 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono in calo rispetto al 2013 (-2,53 miliardi di metri cubi; -3,2%), per effetto della riduzione dei volumi approvvigionati in particolare in Russia (-2,91 miliardi di metri cubi), Algeria (-1,80 miliardi di metri cubi), Norvegia (-0,73 miliardi di metri cubi) e Regno Unito (-0,40 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti da Libia (+0,88 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (+0,40 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6,92 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo (-0,23 miliardi di metri cubi) rispetto al 2013 per effetto del declino dei campi maturi.

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 2.400 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,93 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio

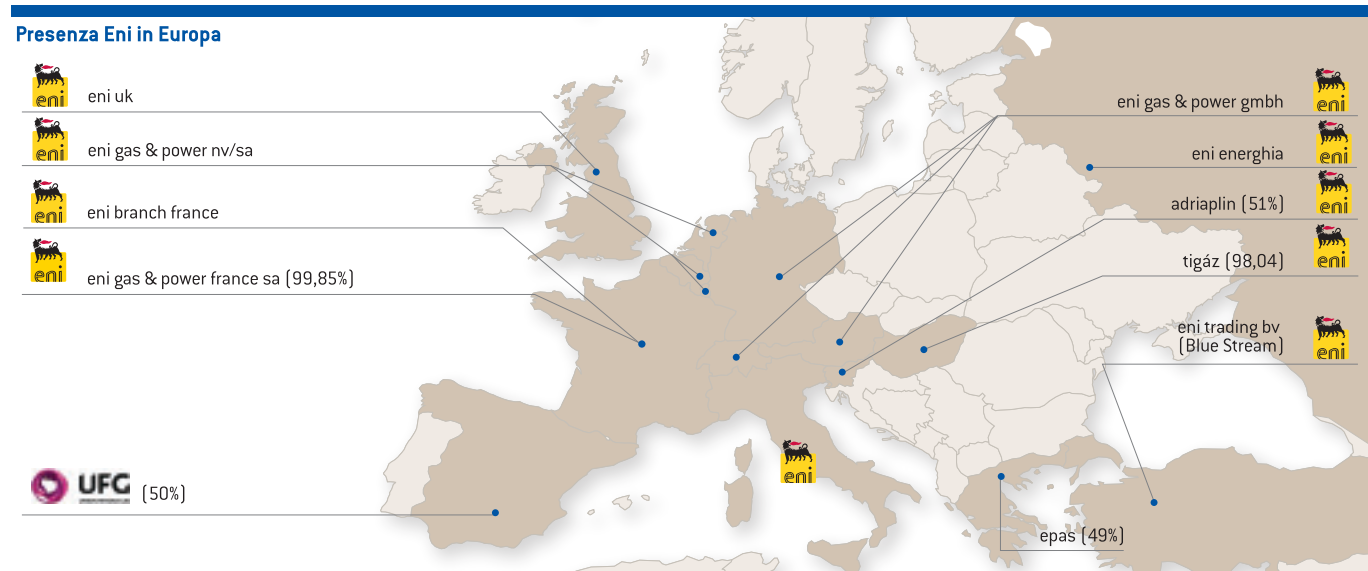
nazionale e 2,2 milioni i clienti nei paesi europei in cui Eni opera. In un contesto di mercato caratterizzato da un calo della domanda di circa dodici punti percentuali sul mercato domestico (con una flessione analoga nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a mitigare gli effetti negativi dell'attuale scenario di riferimento.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	(miliardi di metri cubi)		2013		2014	
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Var. % 2014 vs 2013	
Italia a terzi	29,93	42,7	28,42	46,3	(5,0)	
Grossisti	4,58		4,05		(11,6)	
PSV e borsa	10,68		11,96		12,0	
Industriali	6,07		4,93		(18,8)	
PMI e terziario	1,12		1,60		42,9	
Termoelettrici	2,11		1,42		(32,7)	
Residenziali	5,37		4,46		(16,9)	
Autoconsumi	5,93		5,62		(5,2)	
TOTALE ITALIA	35,86	51,2	34,04	55,4	(5,1)	
Domanda Gas^(a)	70,10		61,40		(12,4)	

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)					
	2010	2011	2012	2013	2014	
ITALIA	34,29	34,68	34,78	35,86	34,04	
Grossisti	4,84	5,16	4,65	4,58	4,05	
Gas release	0,68					
PSV e borsa	4,65	5,24	7,52	10,68	11,96	
Industriali	6,41	7,21	6,93	6,07	4,93	
PMI e terziario	1,09	0,88	0,81	1,12	1,60	
Termoelettrici	4,04	4,31	2,55	2,11	1,42	
Residenziali	6,39	5,67	5,89	5,37	4,46	
Autoconsumi	6,19	6,21	6,43	5,93	5,62	
VENDITE INTERNAZIONALI	62,77	62,08	60,54	57,31	55,13	
Resto d'Europa	54,52	52,98	51,02	47,35	46,22	
Importatori in Italia	8,44	3,24	2,73	4,67	4,01	
Mercati europei	46,08	49,74	48,29	42,68	42,21	
<i>Penisola Iberica</i>	7,11	7,48	6,29	4,90	5,31	
<i>Germania/Austria</i>	5,67	6,47	7,78	8,31	7,44	
<i>Benelux</i>	15,64	13,84	10,31	8,68	10,36	
<i>Ungheria</i>	2,36	2,24	2,02	1,84	1,55	
<i>Regno Unito</i>	4,45	4,21	4,75	3,51	2,94	
<i>Turchia</i>	3,95	6,86	7,22	6,73	7,12	
<i>Francia</i>	6,09	7,01	8,36	7,73	7,05	
<i>Altro</i>	0,81	1,63	1,56	0,98	0,44	
Mercati extra europei	2,60	6,24	6,79	7,35	5,85	
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	5,65	2,86	2,73	2,61	3,06	
TOTALE VENDITE GAS MONDO	97,06	96,76	95,32	93,17	89,17	

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



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2014.

Benelux

Attraverso una presenza diretta garantita dalla branch Gas & Power locale, Eni vanta una posizione chiave nei Paesi del Benelux (Belgio, Paesi Bassi, 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 2014, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista e termoelettrico, ammontano a 10,36 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,68 miliardi di metri (pari al 19,4%) per maggiori vendite spot. Eni ha lanciato il proprio marchio 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 2014, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,05 miliardi di metri cubi con un calo di 0,68 miliardi di metri cubi, pari al 8,8%, rispetto al 2013. Nel 2013 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail del paese.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta. Nel 2014 è stata effettuata la vendita dell'interest del 50% nella joint venture EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft (EEV), che controlla le società operative Gasversorgung Süddeutschland (GVS) e Terranets BW di vendita e trasporto gas, al partner EnBW. Complessivamente, nel 2014 Eni ha venduto 7,44 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 0,87 miliardi di metri cubi, pari al 10,5% 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, grossista e termoelettrico. Nel 2014 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,92 miliardi di metri cubi (1,96 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, 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 2014, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,31 miliardi di metri cubi, in calo di 0,41 miliardi di metri cubi (-8,4%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2014, le vendite sono state di 7,12 miliardi di metri cubi di gas, un incremento di 0,39 miliardi di metri cubi, pari al 5,8% rispetto al 2013.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata ETS 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 2014, le vendite Eni sono state di 2,94 miliardi di metri cubi con un calo del 16,2% rispetto all'anno precedente.

1.2 GNL

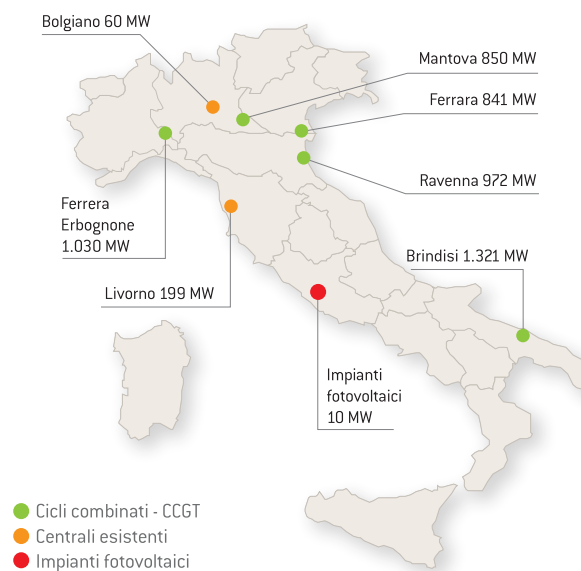
Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint venture. Il business del GNL ha registrato una buona redditività sfruttando la crescente richiesta energetica in Asia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

Nel 2014, le vendite di GNL (13,3 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2013. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, Sud America e Far East.

1.3 Generazione elettrica

Eni produce energia elettrica principalmente presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano.

Centrali e Stabilimenti EniPower in Italia



Capacità installata al 31 dicembre 2014: 5.283 MW

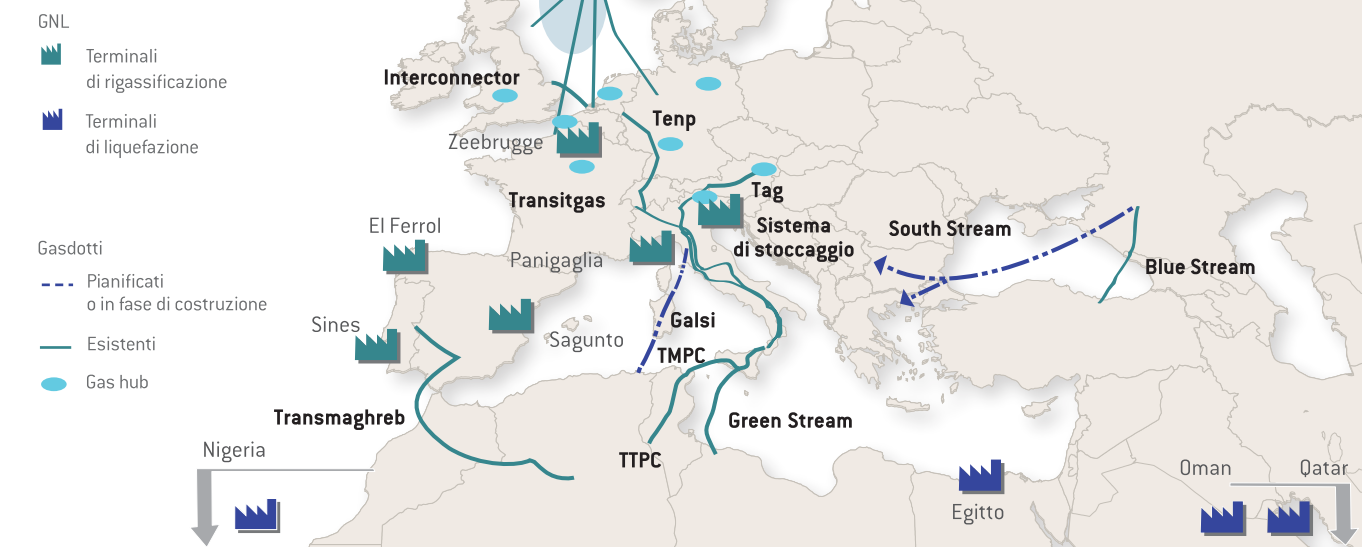
La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. Eni stima che, su una produzione di energia elettrica e vapore di 26,5 TWh equivalenti, l'adozione della tecnologia CCGT consente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

Nel 2014, la produzione di energia elettrica è stata di 19,55 terawattora con un decremento di 1,83 terawattora rispetto al 2013, pari all'8,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso le centrali di Ravenna e Brindisi per il calo della domanda. Al 31 dicembre 2014, la potenza installata in

esercizio è di 4,9 gigawatt (4,8 gigawatt al 31 dicembre 2013). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 14,03 terawattora ha registrato un lieve aumento dei volumi acquistati (+2,6%) per effetto principalmente dei maggiori acquisti sui mercati spot.

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 e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. Inoltre Eni partecipa al capitale di 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;
- **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, composto da 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 8 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. Blue Stream è una joint venture per vendere il gas proveniente dalla Russia su mercato turco.

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)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		7,29	7,22	7,55	7,15	6,92
Estero						
Russia		14,29	21,00	19,83	29,59	26,68
Algeria (incluso il GNL)		16,23	13,94	14,45	9,31	7,51
Libia		9,36	2,32	6,55	5,78	6,66
Paesi Bassi		10,16	11,02	11,97	13,06	13,46
Norvegia		11,48	12,30	12,13	9,16	8,43
Regno Unito		4,14	3,57	3,20	3,04	2,64
Ungheria		0,66	0,61	0,61	0,48	0,38
Qatar (GNL)		2,90	2,90	2,88	2,89	2,98
Altri acquisti di gas naturale		4,42	6,16	5,43	3,63	5,56
Altri acquisti di GNL		1,56	2,23	2,09	1,58	1,69
		75,20	76,05	79,14	78,52	75,99
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		82,49	83,27	86,69	85,67	82,91
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,20)	1,79	(1,35)	(0,58)	(0,20)
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,11)	(0,21)	(0,28)	(0,31)	(0,25)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,18	84,85	85,06	84,78	82,46
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE		9,23	9,05	7,53	5,78	3,65
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	2,61	3,06
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		97,06	96,76	95,32	93,17	89,17

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	2013	2014
Vendite delle società consolidate		82,00	84,05	84,30	83,60	81,73
Italia (inclusi autoconsumi)		34,23	34,60	34,66	35,76	34,04
Resto d'Europa		46,74	44,84	44,57	42,30	43,07
Extra Europa		1,03	4,61	5,07	5,54	4,62
Vendite delle società collegate (quota Eni)		9,41	9,85	8,29	6,96	4,38
Italia		0,06	0,08	0,12	0,10	
Resto d'Europa		7,78	8,14	6,45	5,05	3,15
Extra Europa		1,57	1,63	1,72	1,81	1,23
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	2,61	3,06
Totale vendite gas mondo		97,06	96,76	95,32	93,17	89,17

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	2013	2014
Vendite G&P		11,2	11,8	10,5	8,4	8,9
Italia		0,2				
Resto d'Europa		9,8	9,8	7,6	4,6	5,0
Extra Europa		1,2	2,0	2,9	3,8	3,9
Vendite E&P		3,8	3,9	4,1	4,0	4,4
<i>Terminali:</i>						
Soyo (Angola)					0,1	0,1
Bontang (Indonesia)		0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
PointFortin (Trinidad e Tobago)		0,6	0,4	0,5	0,6	0,6
Bonny (Nigeria)		2,2	2,5	2,7	2,4	2,8
Darwin (Australia)		0,3	0,4	0,3	0,4	0,4
Totale vendite di GNL		15,0	15,7	14,6	12,4	13,3

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2010	2011	2012	2013	2014
Mercato libero		27,84	27,25	31,84	28,73	24,86
Borsa elettrica		7,13	8,67	6,10	1,96	4,71
Siti		3,21	3,23	3,30	3,31	3,17
Altro ^(a)		1,36	1,13	1,34	1,05	0,84
Vendite di energia elettrica		39,54	40,28	42,58	35,05	33,58
Produzione di energia elettrica		25,63	25,23	23,58	21,38	19,55
Acquisti di energia elettrica^(a)		13,91	15,05	19,00	13,67	14,03

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

Centrali elettriche EniPower	Capacità installata ^(a) al 31/12/2014	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Centrali elettriche	(MW)			
Brindisi	1.321	2006	CCGT	gas
Ferrera Erbognone	1.030	2004	CCGT	gas/syngas
Livorno	199	2000	Centrale elettrica	gas/olio combustibile
Mantova	850	2005	CCGT	gas
Ravenna	972	2004	CCGT	gas
Ferrara ^(b)	841	2008	CCGT	gas
Bolgiano	60	2012	Centrale elettrica	gas
Impianti fotovoltaici	10	2011-2015	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	5.283			

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

(b) Capacità in quota Eni.

Generazione elettrica		2010	2011	2012	2013	2014
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.154	5.008	4.792	4.295	4.074
Altri combustibili	(migliaia di tep)	547	528	462	449	338
- di cui vapore cracking		103	99	98	99	104
Produzioni						
Produzione di energia elettrica	(TWh)	25,63	25,23	23,58	21,38	19,55
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.983	14.401	12.603	9.907	9.010
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	5,3	5,3	5,3	4,8	4,9

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

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

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

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		155	132	166	161	128
Estero		110	60	47	68	44
		265	192	213	229	172
Mercato		248	184	200	206	164
Mercato		133	97	77	87	66
Italia		40	45	43	42	30
Estero		93	52	34	45	36
Generazione elettrica		115	87	123	119	98
Trasporto internazionale		17	8	13	23	8
		265	192	213	229	172

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012	2013	2014
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,56	2,60	1,74	1,01	0,86
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	43.190	51.219	62.531	57.238	56.153
Utile operativo		149	(273)	(1.264)	(1.492)	(2.229)
Utile operativo adjusted		(181)	(539)	(289)	(457)	(208)
Utile netto adjusted		(56)	(264)	(181)	(232)	(147)
Investimenti tecnici		711	866	898	672	537
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,80	31,96	30,01	27,38	25,03
Grado di conversione del sistema	(%)	61	61	61	62	51
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	757	767	767	787	617
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,73	11,37	10,87	9,69	9,21
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.167	6.287	6.384	6.386	6.220
Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	2.353	2.206	2.064	1.828	1.725
Grado di efficienza della rete	(%)	1,53	1,50	1,48	1,28	1,19
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.022	7.591	8.608	8.438	6.774
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,85	7,28	6,06	5,20	5,34
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	28,05	23,07	16,99	10,80	6,09
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	28,36	31,03	25,43	19,98	22,42
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	17,79	13,26	14,83	10,84	12,93
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,84	7,74	7,90	8,10	8,20

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Nel 2014 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti e contrattisti (-14,9%).

Nel 2014 il settore Refining & Marketing ha ridotto la perdita netta adjusted a €147 milioni (€232 milioni nel 2013) per effetto del recupero dei margini grazie anche al calo delle quotazioni del greggio nell'ultimo trimestre, alle ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto Green Refinery presso Venezia nonché alle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali.

Nel 2014 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 25,03 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,6% rispetto al 2013. In Italia la flessione dell'11,7% dei volumi processati è dovuta principalmente allo scenario sfavorevole registrato nella prima parte dell'esercizio nonché alle fermate dei siti di Gela e Venezia per attivare le riconversioni.

La produzione di biocombustibili dell'anno è stata pari a 12,93 milioni di tonnellate, in aumento del 19,3% per effetto dell'avvio della bioraffineria di Porto Marghera.

Le vendite rete in Italia di 6,14 milioni di tonnellate sono diminuite del 7,5%, per effetto della forte pressione competitiva. La quota di mercato media del 2014 è del 25,5% in calo di due punti percentuali rispetto al 2013.

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,07 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al 2013 (+0,7%); le maggiori vendite in Germania e Austria sono state compensate dalle minori vendite nelle altre consociate.

Gli investimenti tecnici di €537 milioni hanno riguardato principalmente la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria, il mantenimento e il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro (€362 milioni complessivi) e nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti (€175 milioni).

Nel 2014 la spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €18 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

Razionalizzazione del portafoglio

In linea con la strategia di focalizzazione nei mercati con maggiori prospettive di redditività, è stato definito il contratto preliminare vincolante per la cessione delle attività di distribuzione carburanti rete in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e in Romania e la quota di capacità di raffinazione per il relativo supply di prodotti attraverso l'interest del 32,445% in Česká Rafinérská AS. Il perfezionamento della transazione è soggetta ad alcune condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte delle competenti autorità antitrust europee.

Piano di rilancio di Gela

Nel novembre 2014 è stato concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali, il piano di rilancio del sito di Gela. Il punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bioraffineria, secondo il modello "Green Refinery" già sperimentato a

Venezia per la produzione di diesel da materia prima vegetale attraverso l'utilizzo della tecnologia proprietaria Ecofining™ e la costruzione di un moderno polo logistico. Nell'ambito dell'accordo è prevista la ripresa delle attività upstream in Sicilia con iniziative di esplorazione e produzione nel territorio della Regione e nell'offshore nonché la realizzazione di interventi di risanamento ambientale e di un Safety Competence Center (SCC), centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza. Eni ha pianificato investimenti di circa €2,2 miliardi per tali iniziative, dedicate in particolare ai progetti upstream nella regione siciliana.

Avvio della bioraffineria di Venezia

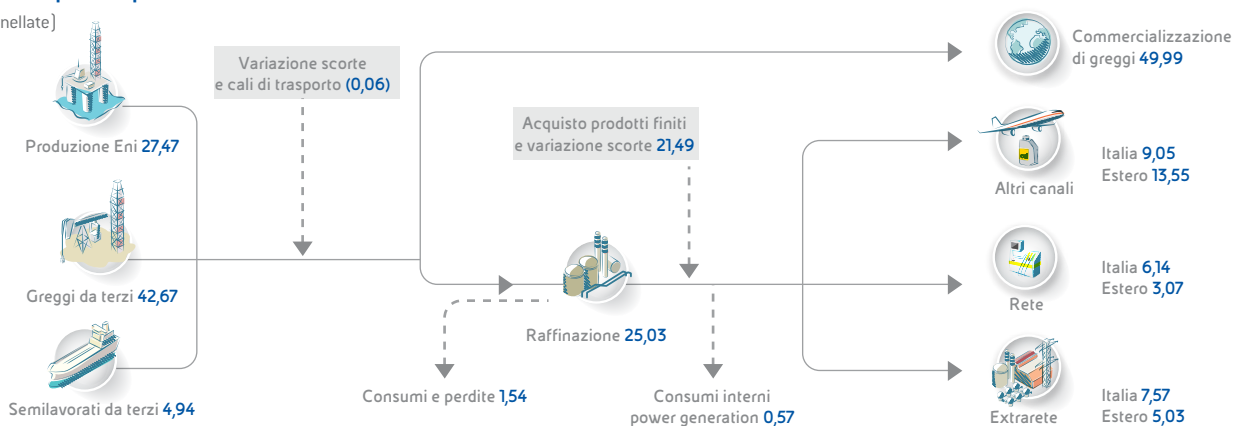
Nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di green diesel prodotti da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™); tale gasolio è destinato a coprire circa la metà del fabbisogno annuo di bio-componenti per Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

Strategia

La priorità del settore Refining & Marketing sarà quella di ripristinare la redditività in un contesto di deboli fondamentali nel mercato europeo della raffinazione, caratterizzato da un'overcapacity strutturale. Nei prossimi 4 anni verrà completato il processo di trasformazione portando al breakeven sia il flusso di cassa operativo sia l'EBIT adjusted già al 2015 attraverso: (i) il completamento del processo di razionalizzazione e riconversione degli impianti in Italia e all'estero con un'ulteriore riduzione del 20% della capacità di raffinazione che si aggiungerà al 30% già conseguito nel 2014; (ii) il continuo miglioramento dell'efficienza; (iii) lo sviluppo delle attività di marketing e la razionalizzazione del portafoglio di attività in Italia e all'estero. Complessivamente le azioni programmate consentiranno di ridurre il margine di breakeven adjusted nella raffinazione a circa 3 \$/bl a fine piano.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2014

(milioni di tonnellate)



Attività

1. Raffinazione

Attraverso il settore 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 30,8 milioni di tonnellate (617 mila barili/giorno) e un indice di conversione del 62%.

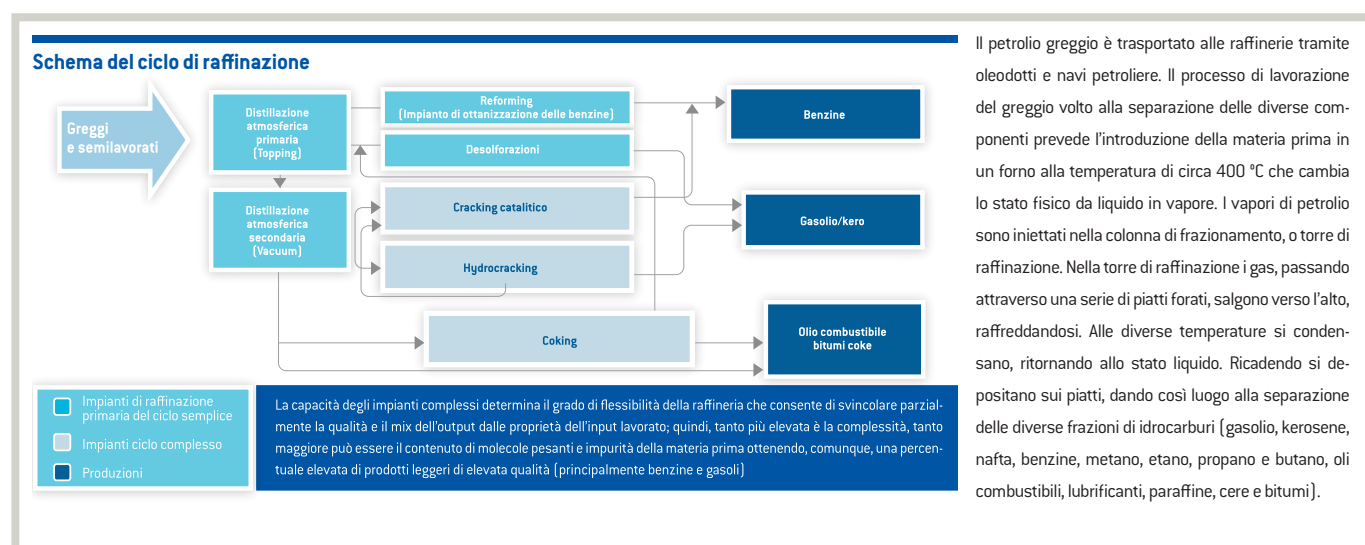
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2014 sono state di 25,03 milioni di tonnellate, di cui 19,92 milioni di tonnellate in Italia e 5,11 all'estero. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,24 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,75 milioni di tonnellate (-14,5%) rispetto al 2013; il tasso di utilizzo degli impianti, che media la complessità delle raffinerie con la capacità di utilizzo, è pari al 78%. Il 25,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 1,5 punti percentuali rispetto al 2013 (23,7%).

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, all'integrazione con le attività Eni nonché allo sviluppo di tecnologie con connotazioni green.

Sannazzaro: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 70,2% è una delle raffinerie più efficienti d'Europa. Situata nella Pianura Padana, rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Occidentale e della Svizzera e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. Dal punto di vista logistico, la raffineria si colloca lungo il tracciato dell'Oleodotto dell'Europa Centrale che collega il terminale di Genova con la Svizzera francese. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facility, in particolare tre unità di desolforazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) l'ultimo dei quali entrato in esercizio nel 2009, e l'unità di conversione termica visbreaking alla quale è associata un'unità di



Sistema di raffinazione 2014

	Quota di partecipazione (%)	Capacità di distillazione (al 100%) (mgl bbl/g)	Capacità di distillazione (quota Eni) (mgl bbl/g)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bbl/g)	Conversione equivalente (%)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC (mgl bbl/g)	Residue Conversion (mgl bbl/g)	Go-Finer/ Mild Hydro-cracking (mgl bbl/g)	Mild Hydro-cracking/ Hydro-cracking (mgl bbl/g)	Visbreaking/ Thermal Cracking (mgl bbl/g)	Coking (mgl bbl/g)	Tasso di utilizzo della capacità di distillazione (quota Eni) (%)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) (%)
Raffinerie di proprietà		449	449	404	54	34	35	0	66	67	0	72	78
Italia													
Sannazzaro	100	223	223	200	70	34	13		51	29		75	83
Gela	100												
Taranto	100	120	120	120	56		22		15	38		62	62
Livorno	100	106	106	84	11							71	90
Porto Marghera	100												
Raffinerie partecipate^(b)		874	245	213	47	167	25		99	27		85	88
Italia													
Milazzo	50	248	124	100	60	45	25		32			80	85
Germania													
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	215	43	41	36	49			43			91	91
Schwedt	8,33	231	19	19	42	49				27		102	102
Repubblica Ceca													
Kralupy e Litvinov (Ceská Rafinérská)	32,4	180	58	53	30	24			24			87	87
TOTALE RAFFINERIE		1.323	694	617	51	201	60	0	165	94	0	75	82

(a) Ad assetto attuale: Venezia in marcia come "Green Refinery"; Gela ferma in assetto HUB greggi.

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

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. Nel 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 56%, 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 2014 ne sono state lavorate 2,91 milioni di tonnellate) e produce carburanti per il segmento automotive e per il riscaldamento domestico in particolar modo per il mercato del Sud Italia. 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: la raffineria è stata fermata per attivare il piano di conversione in bioraffineria secondo il modello adottato a Venezia e la realizzazione di un hub logistico.

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 primaria, 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.

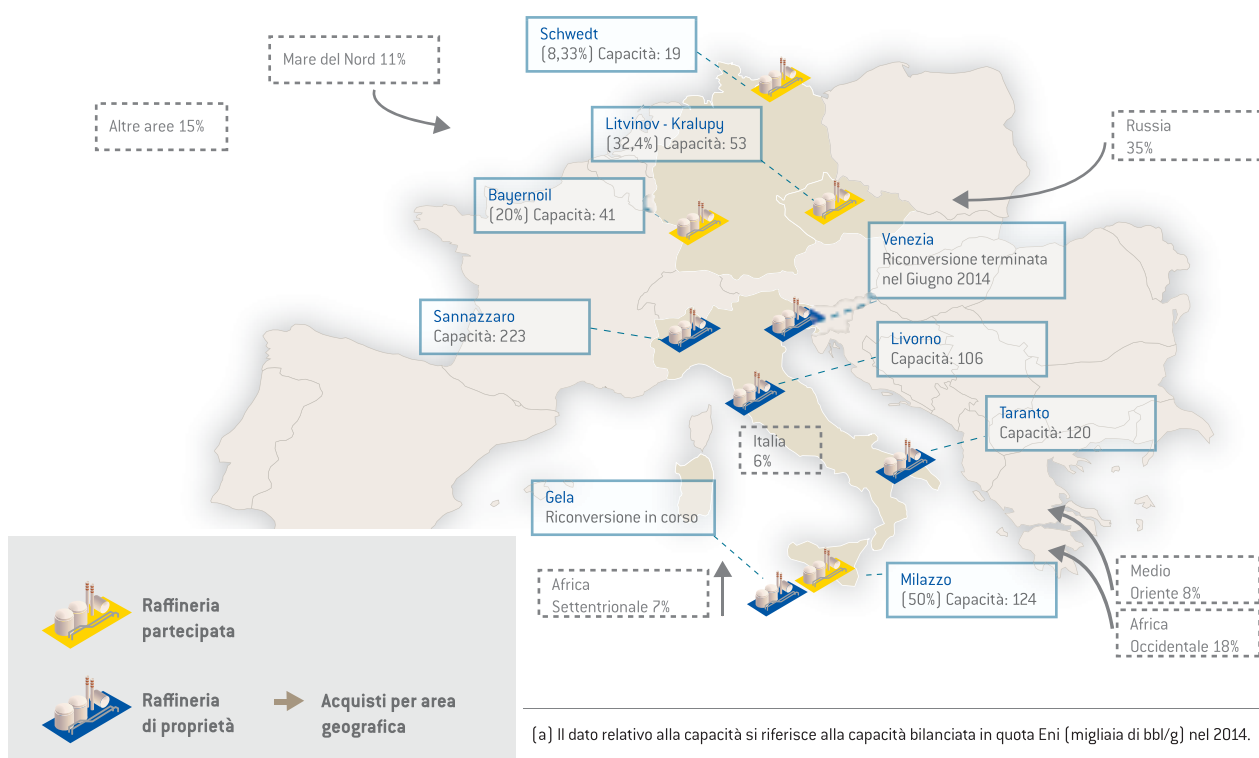
Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di green diesel prodotti da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™); tale gasolio è destinato a coprire circa la metà del fabbisogno annuo di biocomponenti per Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

Milazzo: partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 124 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 Česká Rafinérská 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. La partecipazione è in dismissione.

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 (Petrolig), 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.

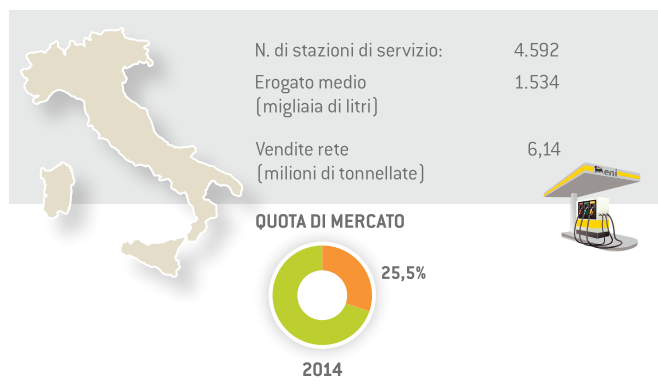
3. Marketing

■ Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 25,5%, in diminuzione di 2 punti percentuali rispetto al 2013.

Nel 2014, le vendite sulla rete in Italia (6,14 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2013 (circa 500 mila tonnellate, -7,5%) per effetto della contrazione dei consumi di tutti i prodotti. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.534 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 124 mila litri rispetto al 2013. Al 31 dicembre 2014 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.592 stazioni di servizio con un decremento di 170 unità rispetto al 31 dicembre 2013 (4.762 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure di impianti a basso erogato e aperture di nuovi impianti (97 unità) e del mancato rinnovo di 2 concessioni autostradali, al quale si aggiunge il saldo negativo tra stipule/risoluzioni di contratto di convenzionamento (71 unità). Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione dei clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel 2014 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 1,9 milioni di cui circa 1 milione rappresentate dalle carte consumer di pagamento e loyalty. 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 al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.

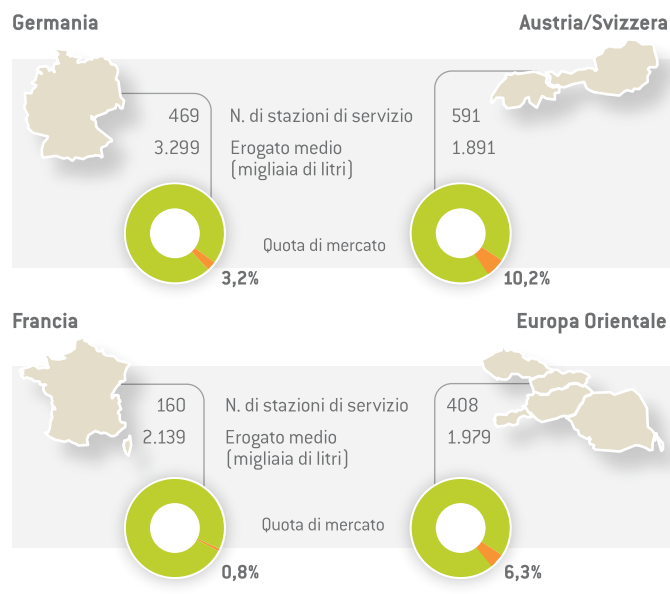
Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2014



■ Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,07 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (+0,7%). I maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria sono stati compensati dalle minori vendite in Francia e Repubblica Ceca. Al 31 dicembre 2014 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.628 stazioni di servizio con un aumento di 4 unità rispetto al 31 dicembre 2013 (1.624 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 15 impianti a basso erogato, principalmente in Francia; (ii) il saldo positivo di 10 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Germania e Svizzera; (iii) l'acquisto di 8 impianti principalmente in Germania; (iv) l'apertura di 1 nuovo punto vendita. L'erogato medio (2.258 mila litri) è in diminuzione di circa 64 mila litri rispetto al 2013 (2.322 mila litri).

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2014



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 vendite territoriali) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

Le vendite extrarete in Italia di 7,57 milioni di tonnellate (-800 mila tonnellate; -9,6%) hanno registrato una flessione su tutti i prodotti, in particolare gasolio per riscaldamento a causa dello sfavorevole effetto climatico, nonché combustibili e bunkeraggi per effetto del calo della domanda. La quota di mercato extrarete media nel 2014 è del 26,7% (28,8% nel 2013). Le vendite al settore Chimica (0,97 milioni di tonnellate) hanno registrato una riduzione rispetto al 2013 (-350 mila tonnellate) riferibile alle minori forniture di feedstock. Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 4,60 milioni di tonnellate, in aumento dell'8,7% rispetto al 2013, riflettono essenzialmente maggiori vendite in Repubblica Ceca, Ungheria e Francia. Le altre vendite in Italia e nel resto d'Europa (21,63 milioni di tonnellate) sono in aumento di 2,18 milioni di tonnellate, pari all'11,2%, per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Eni commercializza jet fuel tramite una struttura commerciale diretta a 51 aeroporti, di cui 30 in Italia (2,1 milioni di tonnellate di cui 1,6 milioni di tonnellate in Italia) mentre nel settore bunkeraggi commercializza combustibile marino principalmente in 115 porti, di cui 65 in Italia; nel 2014, le vendite sono state di 1,38 milioni di tonnellate (di cui 1,26 milioni in Italia).

GPL

In Italia, Eni è leader nella produzione, distribuzione e commercializzazione di GPL con 590 mila tonnellate di vendite sui mercati autotrazione e combustione (rete ed extrarete), corrispondenti a una quota di mercato del 20%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare alle società petrolifere e ai trader, sono state di circa 289 mila tonnellate. L'attività del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raf-

finazione Eni, dalla disponibilità di 5 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Nel 2014, all'estero le vendite di GPL sono state di 549 mila tonnellate di cui 410 mila tonnellate commercializzate in Ecuador con una quota di mercato pari a circa il 37,9%.

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 2014, le vendite di lubrificanti rete ed extrarete in Italia sono state di 90 mila tonnellate, con una quota di mercato del 23,4%. 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 100 mila tonnellate localizzate per il 92% in Europa.

Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), vende circa 1 milione di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa 2,9% della domanda mondiale) e metanolo (circa 0,1% della domanda mondiale). La disponibilità di prodotto è assicurata per il 81% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), e in Arabia Saudita (in joint venture con Sabc) e per il 19% da acquisti. Eni svolge attività di approvvigionamento del mercato italiano di bio-ETBE (acronimo per bio-etil-ter-butil-etere) 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 2014, la regolamentazione italiana dei biocarburanti ha mantenuto costante al 4,5% la componente di bio-ETBE e FAME nei biocarburanti. Nel 2014, attraverso la miscelazione di bio-ETBE e biodiesel (di prima e seconda generazione) nei combustibili di origine fossile Eni ha mantenuto il rispetto degli obblighi di legge. Eni ha adempito a tale obbligo attraverso l'utilizzo di FAME e green diesel prodotti presso la Raffineria di Porto Marghera.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
Greggi equity						
Produzione Eni estero		26,90	24,29	23,57	22,46	23,66
Produzione Eni nazionale		3,24	3,35	3,35	3,69	3,81
		30,14	27,64	26,92	26,15	27,47
Altri greggi						
Acquisti spot		20,95	20,44	24,95	25,27	25,60
Contratti a termine		17,16	10,94	10,34	14,54	17,07
		38,11	31,38	35,29	39,81	42,67
Totale acquisti di greggi		68,25	59,02	62,21	65,96	70,14
Acquisti di semilavorati		3,05	4,26	4,53	5,31	4,94
Acquisti di prodotti		15,28	15,85	20,52	17,79	20,87
TOTALE ACQUISTI		86,58	79,13	87,26	89,06	95,95
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	(0,55)	(0,57)
Altre variazioni ^(a)		(2,69)	(1,12)	(1,62)	(1,06)	(0,98)
		82,97	77,12	84,89	87,45	94,40

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

Capacità di raffinazione		2010	2011	2012	2013	2014
Capacità di distillazione primaria ^(a)	(migliaia di barili/g)	930	930	930	930	694
Capacità bilanciata a fine periodo ^(a)		757	767	767	787	617
Lavorazioni delle raffinerie		514	455	417	380	317
Grado di utilizzo della capacità di distillazione	(%)	73	72	72	66	75

(a) In quota Eni.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		25,70	22,75	20,84	18,99	16,24
Lavorazioni in conto terzi		(0,50)	(0,49)	(0,47)	(0,57)	(0,58)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,36	4,74	4,52	4,14	4,26
Lavorazioni in conto proprio		29,56	27,00	24,89	22,56	19,92
Consumi e perdite		(1,69)	(1,55)	(1,34)	(1,23)	(1,33)
Prodotti disponibili da lavorazioni		27,87	25,45	23,55	21,33	18,59
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,24	3,22	3,35	4,42	5,38
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(4,18)	(1,77)	(2,36)	(1,85)	(0,64)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	(0,55)	(0,57)
Prodotti venduti		27,01	26,01	23,79	23,35	22,76
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,24	4,96	5,12	4,82	5,11
Consumi e perdite		(0,24)	(0,23)	(0,23)	(0,22)	(0,21)
Prodotti disponibili da lavorazioni		5,00	4,73	4,89	4,60	4,90
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		10,61	12,51	17,29	13,69	16,11
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		4,18	1,77	2,36	1,85	0,64
Prodotti venduti		19,79	19,01	24,54	20,14	21,65
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		34,80	31,96	30,01	27,38	25,03
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,02	6,54	6,39	5,93	5,81
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		46,80	45,02	48,33	43,49	44,41
Vendite di greggi		36,17	32,10	36,56	43,96	49,99
TOTALE VENDITE		82,97	77,12	84,89	87,45	94,40

Produzioni e vendite per prodotto	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
Produzioni:						
Benzina		7,81	7,24	6,88	6,17	6,07
Gasolio		13,63	12,95	12,24	11,31	10,31
Jet fuel/Cherosene		1,46	1,41	1,35	1,41	1,45
Olio combustibile		3,75	2,65	2,77	2,40	2,04
GPL		0,50	0,57	0,51	0,50	0,49
Lubrificanti		0,67	0,54	0,62	0,60	0,54
Cariche petrolchimiche		2,59	2,49	2,06	2,08	1,67
Altri prodotti		2,46	2,33	2,00	1,46	0,92
Totale produzioni		32,87	30,18	28,43	25,93	23,49
Vendite:						
Italia		27,01	26,01	23,79	23,35	22,76
Benzina		2,91	2,78	2,61	2,21	2,00
Gasolio		9,94	9,63	9,14	8,42	7,61
Jet fuel/Cherosene		1,45	1,64	1,56	1,58	1,59
Olio combustibile		0,44	0,46	0,33	0,24	0,12
GPL		0,59	0,60	0,61	0,62	0,59
Lubrificanti		0,11	0,10	0,10	0,09	0,09
Cariche petrolchimiche		1,72	1,71	1,26	1,32	0,97
Altri prodotti		9,85	9,09	8,18	8,87	9,79
Resto d'Europa		16,66	15,88	16,08	16,82	18,76
Benzina		1,85	1,79	1,81	1,73	1,80
Gasolio		3,95	3,71	3,96	4,23	4,48
Jet fuel/Cherosene		0,38	0,48	0,44	0,49	0,55
Olio combustibile		0,25	0,23	0,19	0,22	0,18
GPL		0,12	0,12	0,13	0,12	0,14
Lubrificanti		0,10	0,09	0,08	0,08	0,09
Altri prodotti		10,01	9,46	9,47	9,95	11,52
Extra Europa		3,13	3,13	8,46	3,32	2,89
Benzina		2,74	2,62	8,00	1,55	2,23
GPL		0,37	0,38	0,39	0,39	0,41
Lubrificanti		0,02	0,02	0,01	0,02	0,01
Altri prodotti		0,00	0,11	0,06	1,36	0,24
Mondo						
Benzina		7,50	7,19	12,42	5,49	6,03
Gasolio		13,89	13,34	13,10	12,65	12,09
Jet fuel/Cherosene		1,83	2,12	2,00	2,07	2,14
Olio combustibile		0,69	0,69	0,52	0,46	0,30
GPL		1,08	1,10	1,13	1,13	1,14
Lubrificanti		0,23	0,21	0,19	0,19	0,19
Cariche petrolchimiche		1,72	1,71	1,26	1,32	0,97
Altri prodotti		19,86	18,66	17,71	20,18	21,55
TOTALE VENDITE		46,80	45,02	48,33	43,49	44,41

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
Rete		8,63	8,36	7,83	6,64	6,14
Extrarete		9,45	9,36	8,62	8,37	7,57
		18,08	17,72	16,45	15,01	13,71
Petrolchimica		1,72	1,71	1,26	1,32	0,97
Altre vendite		7,21	6,58	6,08	7,01	8,08
Vendite in Italia		27,01	26,01	23,79	23,34	22,76
Rete Resto d'Europa		3,10	3,01	3,04	3,05	3,07
Extrarete Resto d'Europa		3,88	3,84	3,96	4,23	4,60
Extrarete mercati extra europei		0,42	0,43	0,42	0,43	0,43
Rete ed extrarete estero		7,40	7,28	7,42	7,71	8,10
Altre vendite		12,39	11,73	17,12	12,44	13,55
Vendite all'estero		19,79	19,01	24,54	20,15	21,65
TOTALE VENDITE		46,80	45,02	48,33	43,49	44,41

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		18,08	17,72	16,45	15,01	13,71
Vendite rete		8,63	8,36	7,83	6,64	6,14
Benzina		2,76	2,60	2,41	1,96	1,71
Gasolio		5,58	5,45	5,08	4,33	4,07
GPL		0,26	0,29	0,31	0,32	0,32
Altri prodotti		0,03	0,02	0,03	0,03	0,04
Vendite extrarete		9,45	9,36	8,62	8,37	7,57
Gasolio		4,36	4,18	4,07	4,09	3,54
Oli combustibili		0,44	0,46	0,33	0,24	0,12
GPL		0,33	0,31	0,30	0,30	0,28
Benzina		0,16	0,19	0,20	0,25	0,30
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
Bunker		1,35	1,26	1,19	1,00	0,91
Jet fuel		1,46	1,65	1,56	1,58	1,59
Altri prodotti		1,25	1,21	0,88	0,82	0,74
Estero (rete + extrarete)		7,40	7,28	7,42	7,71	8,10
Benzina		1,85	1,79	1,81	1,73	1,80
Gasolio		3,95	3,82	3,96	4,23	4,48
Jet fuel		0,40	0,49	0,44	0,51	0,56
Oli combustibili		0,25	0,23	0,19	0,22	0,18
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	0,10	0,10
GPL		0,49	0,50	0,52	0,51	0,55
Altri prodotti		0,36	0,35	0,41	0,41	0,43
TOTALE		25,48	25,00	23,87	22,72	21,81

Stazioni di servizio	(numero)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		4.542	4.701	4.780	4.762	4.592
impianti ordinari		4.415	4.574	4.653	4.636	4.468
impianti autostradali		127	127	127	126	124
Estero		1.625	1.586	1.604	1.624	1.628
Germania		455	454	445	460	469
Francia		188	181	173	169	160
Austria/Svizzera		582	547	575	585	591
Europa Orientale		400	404	411	410	408
Impianti che commercializzano prodotti Blu		4.994	5.179	5.226	5.021	5.749
"Impianti Multi-Energy"		5	5	6	6	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		657	864	1.031	1.024	1.206
Vendite non-oil	(€ milioni)	137	156	159	151	151

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		2.322	2.173	1.976	1.657	1.534
Germania		3.360	3.237	3.226	3.279	3.299
Francia		2.310	2.209	2.121	2.194	2.139
Austria/Svizzera		1.711	1.645	1.879	1.890	1.891
Europa Orientale		2.508	2.591	2.145	2.044	1.979
Erogato medio complessivo		2.352	2.206	2.064	1.828	1.725

Quote di mercato in Italia	(%)	2010	2011	2012	2013	2014
Rete		30,4	30,5	31,2	27,5	25,5
Benzina		27,9	27,8	28,8	24,8	22,3
Gasolio		32,5	32,6	33,2	29,6	27,9
GPL (per autotrazione)		21,4	22,7	23,1	20,8	20,0
Lubrificanti		35,7	27,7	35,4	30,4	25,8
Extrarrete		29,2	28,6	29,5	28,8	26,7
Gasolio		33,5	30,8	33,0	32,7	27,3
Oli combustibili		17,8	25,5	23,3	17,5	21,8
Bunker		40,4	33,6	37,6	39,4	39,1
Lubrificanti		24,0	23,6	24,1	23,5	23,4
Quota rete + extrarrete Italia		29,8	29,3	30,3	28,3	26,3

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2010	2011	2012	2013	2014
Centro Europa						
Austria		7,0	9,6	11,7	11,9	12,1
Svizzera		6,5	6,6	7,1	7,3	7,3
Germania		3,4	3,1	3,2	3,2	3,2
Francia		1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
Europa Orientale						
Ungheria		11,9	11,9	11,9	11,7	11,9
Repubblica Ceca		11,8	11,6	10,8	9,8	8,9
Slovacchia		9,7	9,8	9,7	9,7	9,5
Slovenia		2,3	2,2	2,2	2,3	2,4
Romania		1,5	1,7	1,8	1,9	1,8

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		633	803	834	598	466
Estero		78	63	64	74	71
		711	866	898	672	537
Raffinazione, supply e logistica		446	629	675	497	362
Italia		444	626	671	491	357
Estero		2	3	4	6	5
Marketing		246	228	223	175	175
Italia		170	168	163	107	109
Estero		76	60	60	68	66
Altre attività		19	9			
		711	866	898	672	537

Versalis

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012	2013	2014
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,42	2,74	1,09	0,57	0,28
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	6.141	6.491	6.418	5.859	5.284
Intermedi		2.833	2.987	3.050	2.709	2.310
Polimeri		3.126	3.299	3.188	2.933	2.800
Altri ricavi		182	205	180	217	174
Utile operativo		(86)	(424)	(681)	(725)	(704)
Utile operativo adjusted		(96)	(273)	(483)	(386)	(346)
Utile netto adjusted		(73)	(206)	(395)	(338)	(277)
Investimenti tecnici		251	216	172	314	282
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.220	6.245	6.090	5.817	5.283
Vendite di prodotti petrolchimici		4.731	4.040	3.953	3.785	3.463
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	72,9	65,3	66,7	65,3	71,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.972	5.804	5.668	5.708	5.443
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,71	4,15	3,72	3,69	3,09
Emissioni NMVOC	(migliaia di tonnellate)	4,71	4,18	4,40	3,93	3,51
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	4,87	4,14	3,43	3,29	2,45
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	82,7	81,9	81,6	86,2	87,7

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Nel corso del 2014 l'indice di frequenza infortuni (dipendenti e contrattisti) si è più che dimezzato (-50,9%) rispetto allo scorso esercizio proseguendo nel positivo trend registrato negli ultimi anni.

Nel 2014 le emissioni di gas serra e le altre emissioni in atmosfera evidenziano un miglioramento rispetto al 2013 (-16,3%) in relazione alla sostanziale ristrutturazione degli assetti produttivi di Versalis con la chiusura delle attività presso il sito di Hythe nonché la fermata del petrolchimico di Porto Marghera per la quasi totalità dell'anno. In miglioramento il tasso di riutilizzo dell'acqua dolce che sale all'87,7%.

Nel 2014 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €277 milioni con un miglioramento di €61 milioni rispetto al 2013, beneficiando del miglioramento dei margini su intermedi e polietilene registrato nell'ultima parte dell'esercizio, nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Il risultato ha beneficiato delle azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto Chimica Verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.463 mila tonnellate sono diminuite di 322 mila tonnellate rispetto al 2013 (-8,5%) a causa del calo dei consumi.

Nel 2014 la spesa in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €40 milioni. Sono state depositate 14 domande di brevetto.

Ristrutturazione delle attività petrolchimiche in Sardegna

Nel giugno 2014 sono stati avviati gli impianti del progetto Chimica Verde di Matrica, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. L'innovativa tecnologia utilizzata è in grado di trasformare oli vegetali in monomeri e intermedi, componenti base per la produzione di bio-prodotti più complessi destinati a vari settori industriali (pneumatici, bio-lubrificanti, plastiche, ecc.). La capacità produttiva di tali impianti è di circa 70 mila tonnellate/anno ed essi entreranno gradualmente a regime nel corso del 2015. L'impianto di cracking a carica petrolifera è stato chiuso in via definitiva.

A fine dicembre 2014 è stato ceduto l'impianto di Sarroch al gruppo petrolifero Saras che opera l'adiacente raffineria. L'accordo prevede l'acquisizione da parte di Saras delle attività Versalis connesse al ciclo produttivo della raffineria, in particolare l'impianto di reforming, l'impianto splitter del propilene e i relativi servizi, incluso il sistema logistico.

Progetto Chimica Verde di Porto Marghera

Nel novembre 2014 è stato definito con il Ministero dello Sviluppo Economico e le parti sociali il piano di rilancio del polo petrolchimico di Porto Marghera attraverso lo sviluppo di un innovativo progetto di Chimica Verde. Il progetto in partnership con la società americana Elevance Renewable Science Inc. prevede l'industrializzazione, con impianti world-scale primi al mondo nel loro genere, di una nuova tecnologia per la produzione di bio-intermedi chimici da oli vegetali destinati a settori applicativi a elevato valore aggiunto quali detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.

Iniziative di sviluppo e sostenibilità

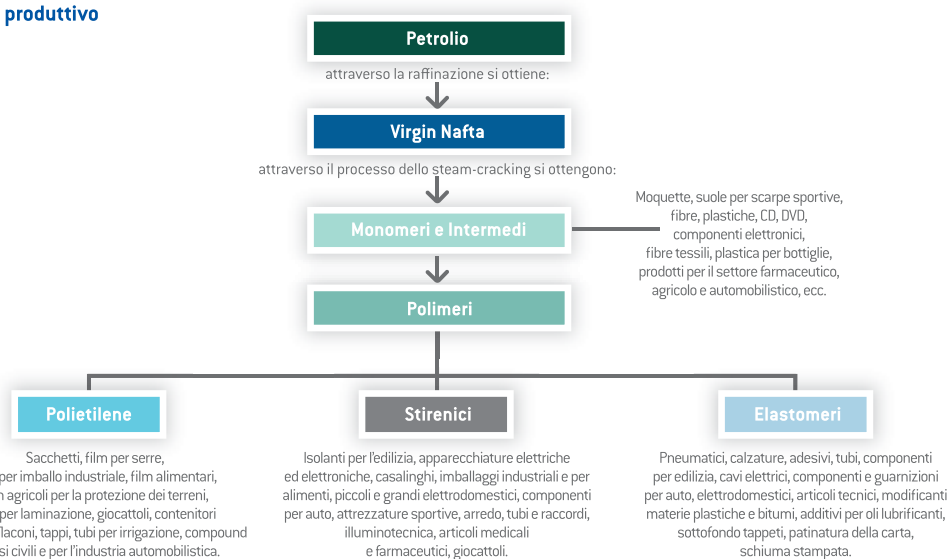
Nel novembre 2014 è stata firmata una partnership con la società statunitense Solazyme, produttrice di oli da fonti rinnovabili e bioprodotto, volta a favorire l'ingresso sul mercato e la commercializzazione di Encapso™, il primo lubrificante biodegradabile incapsulato per fluidi utilizzato nell'industria della perforazione petrolifera disponibile in commercio.

A seguito della partnership strategica siglata nel 2013 tra Versalis e Yulex Corporation, azienda americana leader nella produzione di biomateriali con elevate competenze agronomiche, finalizzata alla produzione di gomma naturale utilizzando biomasse "non-food feedstocks" sono attualmente in fase di consolidamento il protocollo agronomico e l'ingegnerizzazione della tecnologia innovativa che prevede lo sviluppo dell'intera filiera produttiva, dalla coltivazione all'estrazione della gomma naturale, fino alla costruzione di una centrale elettrica a biomassa.

Strategia

Versalis è stata penalizzata da una forte contrazione della domanda di mercato e dalla pressione competitiva, in particolare nei business "commodity" e a più basso contenuto tecnologico. In tale contesto, obiettivo prioritario è rendere economicamente sostenibile Versalis nel medio e lungo termine. Il breakeven del risultato operativo adjusted e di cassa è previsto a partire dal 2016, attraverso l'attuazione e/o il completamento delle seguenti linee strategiche: (i) riconversione dei siti critici (in particolare Porto Torres, Priolo, Porto Marghera, Sarroch, Hythe) con fermata e/o dismissione delle produzioni non più competitive e consolidamento dei business rimanenti; (ii) rifocalizzazione su produzioni a più alto valore aggiunto anche attraverso lo sviluppo della chimica "verde"; (iii) potenziamento della piattaforma produttiva attraverso l'internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati a più alta crescita anche attraverso alleanze strategiche.

Il ciclo produttivo



I materiali prodotti da Versalis si ottengono attraverso un ciclo produttivo che prevede diverse fasi di lavorazione. La virgin nafta, materia prima che deriva dalla raffinazione del petrolio, attraverso il processo dello steam-cracking subisce una scissione termica. Le molecole che la compongono si spezzano in molecole più semplici: i monomeri [etilene, propilene, butadiene, ecc.] e miscele di composti aromatici. I monomeri sono poi ricostituiti in molecole più complesse: i polimeri. Dai polimeri si ottengono: polietilene, stirenici ed elastomeri impiegati dalle aziende trasformatrici per realizzare numerosi prodotti di uso quotidiano utilizzati in un'infinità di applicazioni. Le miscele di composti aromatici, debitamente trattate, portano alla produzione degli intermedi, così definiti perché utilizzati nella preparazione di prodotti di uso quotidiano.

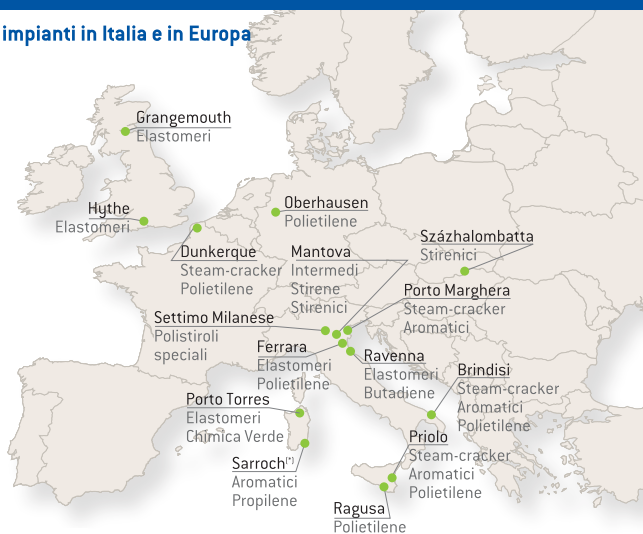
Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 17 Paesi.

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 mondiale. 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.

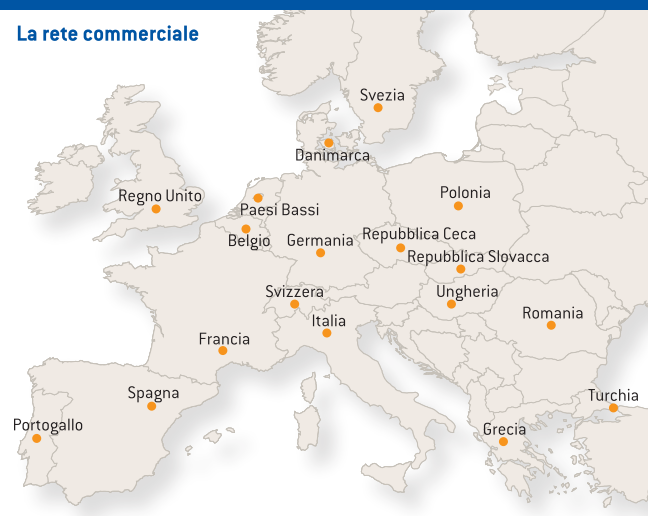
Gli impianti in Italia e in Europa



(*) Impianto ceduto nel Dicembre 2014.

Le attività del settore Chimica sono concentrate principalmente in Italia (Brindisi, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo, Ragusa, Ravenna, Settimo Milanese) e, nell'Europa Occidentale, in Francia (Dunkerque), in Germania (Oberhausen), in Gran Bretagna (Grangemouth, Huthe) 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 (€2.310 milioni) sono in flessione del 14,7% (-€399 milioni rispetto al 2013) a causa della fermata degli impianti di cracking di Porto Marghera, con effetti anche sui volumi commercializzati di aromatici e derivati. La riduzione delle vendite di butadiene (-31%) e xileni (-34%) è attribuibile alla debolezza di mercato e alla sovra-capacità produttiva in Europa. I prezzi medi unitari hanno registrato una riduzione complessiva del 2%, con un calo dei prezzi medi degli aromatici del 7% (in particolare le quotazioni degli xileni si sono ridotte del 15% per effetto della debolezza della domanda) e delle olefine dell'1%, per effetto del calo dei prezzi di etilene e butadiene che è stato quasi completamente compensato dal rafforzamento delle quotazioni del propilene.

Le produzioni di intermedi (2.972 mila tonnellate) hanno registrato un

calo del 14,2% rispetto al 2013 (-490 mila tonnellate), per effetto dei minori volumi di olefine (-11%) e aromatici (-31%) a seguito della fermata del cracker di Porto Marghera a partire da metà febbraio, con prolungamento fino a fine 2014, nonché delle minori produzioni di Sarroch. In calo anche i volumi prodotti di derivati (-10%), che sono stati penalizzati da disservizi e dalla fermata programmata nella seconda parte dell'anno.

Polimeri

Nel business dei polimeri Versalis è attiva nella produzione di:

- polietilene, che costituisce circa il 40% della produzione mondiale del volume totale di materie plastiche. Nello specifico il polietilene è un materiale plastico di base usato dalle industrie trasformatrici per realizzare un'ampia gamma di prodotti;
- stirenici, materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso diverse tecnologie di trasformazione. Le principali applicazioni riguardano imballaggi industriali e per alimenti, piccoli e grandi elettrodomestici, isolanti per edilizia, apparecchiature elettriche ed elettroniche, casalinghi, componenti per auto, giocattoli;
- elastomeri, polimeri che possiedono elasticità, ossia la capacità di riprendere la propria forma originaria dopo aver subito deformazioni anche di grande entità. La posizione di assoluto rilievo di Versalis in

questo settore è sostenuta da un'ampia gamma di prodotti che trovano il loro impiego nei seguenti settori: pneumatici, calzature, adesivi, componenti per edilizia, tubi, cavi elettrici, componenti e guarnizioni per auto, elettrodomestici; modificanti materie plastiche e bitumi, additivi per oli lubrificanti (elastomeri solidi); sottofondo tappeti, patinatura della carta, schiuma stampata (lattici sintetici). Versalis è uno dei maggiori produttori di elastomeri e lattici sintetici a livello mondiale.

I ricavi dei polimeri (€2.800 milioni) sono diminuiti del 4,5% (-€133 milioni rispetto al 2013) per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari nel business elastomeri (-8%) e dei volumi venduti (-5%) per effetto della persistente debolezza della domanda nei mercati di sbocco automotive e dei bassi prezzi dei prodotti provenienti dal mercato asiatico. Tale performance negativa è stata inoltre accentuata dal calo dei prezzi medi degli stirenici (-4%), con volumi di vendite in contrazione del 4%, anche per nuove importazioni dal Nord Africa. Rimangono stabili i prezzi del polietilene.

Tra i volumi venduti degli elastomeri, parziale ripresa nelle vendite di gomme termoplastiche (+9%) e delle gomme speciali EPDM (+5%), che compensano parzialmente le minori vendite di gomme commodity (SBR -11% e BR -3%), nitriliche (-9%) e lattici (-19%). La flessione dei volumi de-

gli stirenici (-4%) è attribuibile in particolare ai minori volumi commercializzati di polistirolo compatto (-4%), per la debolezza della domanda, e di stirolo monomero (-15%), per mancanza di prodotto a causa di una fermata programmata. Complessivamente in aumento i volumi venduti di polietilene a causa delle maggiori vendite di HDPE (+7%), Eva (+9%) e LLDPE (+1%), per il calo di offerta in Europa. In riduzione i volumi di LDPE (-2,5%).

Le produzioni dei polimeri (2.311 mila tonnellate) si riducono dell'1,9% rispetto al 2013. In particolare, nel business elastomeri (-8%), per la fermata definitiva dell'impianto di Hythe con minori produzioni di lattici e di gomme SBR, a cui si aggiungono le riduzioni delle gomme BR per effetto del calo della domanda. In calo anche le produzioni degli stirenici (-4%), per i minori volumi prodotti di stirolo (-5%), a seguito della fermata programmata nel secondo semestre 2014 e di polistirolo compatto (-6%), parzialmente compensati dalle maggiori produzioni di ABS/San (+11%) dovute alla riprogrammazione di breve termine degli assetti produttivi. In aumento le produzioni di polietilene (+2%), per l'incremento produttivo del sito di Brindisi (HDPE +5%) in conseguenza del perdurare della fermata programmata delle olefine, e dell'Eva del sito di Oberhausen (+53%).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2010	2011	2012	2013	2014
Intermedi		4.860	4.101	3.595	3.462	2.972
Polimeri		2.360	2.144	2.495	2.355	2.311
Produzioni		7.220	6.245	6.090	5.817	5.283
Consumi e perdite		(2.912)	(2.631)	(2.545)	(2.394)	(2.292)
Acquisti e variazioni rimanenze		423	426	408	362	472
		4.731	4.040	3.953	3.785	3.463

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		3.131	3.364	3.172	2.758	2.565
Resto d'Europa		2.632	2.747	2.826	2.704	2.433
Asia		139	182	271	238	157
America		127	101	84	126	105
Africa		108	93	61	28	10
Altre aree		4	4	4	5	14
		6.141	6.491	6.418	5.859	5.284

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Olefine		1.705	1.754	1.792	1.487	1.305
Aromatici		704	835	819	791	610
Intermedi		375	359	440	431	394
Elastomeri		834	1.062	979	716	627
Stirenici		744	780	774	800	745
Polietilene		1.597	1.496	1.434	1.418	1.428
Altro		182	205	180	216	174
		6.141	6.491	6.418	5.859	5.284

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
		251	216	172	314	282
di cui:						
- manutenzione		59	59	25	66	26
- efficienza impiantistica		116	53	53	170	161
- HSE		29	46	38	52	30
- recupero energetico		45	42	41	8	28

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012	2013	2014
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,31	0,32	0,26	0,28
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	10.581	11.834	12.799	11.598	12.873
Utile operativo		1.302	1.422	1.453	(98)	18
Utile operativo adjusted		1.326	1.443	1.485	(99)	479
Utile netto adjusted		994	1.098	1.111	(253)	309
Investimenti tecnici		1.552	1.090	1.011	902	694
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.935	12.505	13.391	10.062	17.971
Portafoglio ordini a fine periodo		20.505	20.417	19.739	17.065	22.147
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.826	38.561	43.387	47.209	49.559
Quota dipendenti estero	(%)	87,3	86,5	88,1	89,1	89,9
Quota di manager locali		45,3	43,0	41,3	41,3	42,0
Quota di procurato locale		61,3	56,4	57,4	54,3	55,6
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,11	1,32	1,54	1,54	1,42
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	6,56	7,24	8,25	8,74	6,32

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Nel 2014 l'indice di frequenza infortuni registra un peggioramento del 7,7% per effetto dell'indice relativo ai contrattisti (+12,7%), parzialmente compensato dal miglioramento dell'indice relativo ai dipendenti (-4,9%).

Nel 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile netto adjusted di €309 milioni; +€562 milioni rispetto alla perdita di €253 milioni del 2013 che rifletteva margini negativi di alcune commesse.

Gli ordini acquisiti di €17.971 milioni (€10.062 milioni nel 2013) hanno riguardato per il 97% lavori da realizzare all'estero e per l'8% lavori assegnati da imprese Eni.

Il portafoglio ordini ammonta a €22.147 milioni al 31 dicembre 2014 (€17.065 milioni al 31 dicembre 2013) di cui €9.035 milioni da realizzarsi nel 2015.

Nel 2014 la spesa in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €12 milioni. Sono state inoltre depositate 20 domande di brevetto.

Gli investimenti tecnici di €694 milioni (€902 milioni nel 2013) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Strategia

Nel settore Ingegneria & Costruzioni, il 2014 è stato caratterizzato dal ritorno alla profittabilità, dalla riduzione dell'indebitamento finanziario netto e da risultati ragguardevoli in termini di nuovi ordini. La società dispone di un ampio e diversificato portafoglio ordini su cui potrà esprimere il proprio vantaggio competitivo quale quello nei progetti ultra deepwater, nella posa di trunkline in condizioni estreme, nei progetti onshore di grande dimensione e complessità.

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 proseguimento dei lavori di costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Brasile nonché lavori di mantenimento e upgrading dei mezzi esistenti.

Nel 2014 i ricavi ammontano a €7.202 milioni in aumento di circa il 40% rispetto al 2013 a seguito della maggiore attività svolta in America Centro Meridionale, Australia e Africa Occidentale.

Gli ordini acquisiti dell'anno di €10.043 milioni (€5.581 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto EPCI per conto di Total relativo alle attività di conversione di due petroliere a unità FPSO aventi una capacità di trattamento di petrolio di 115.000 barili al giorno e una capacità di stoccaggio di 1,7 milioni di barili di petrolio. Le due unità FPSO convertite saranno utilizzate a supporto delle attività di sviluppo del campo estrattivo di Kaombo situato nel Blocco 32 nell'offshore angolano; (ii) il contratto per conto di BP per le attività di trasporto e installazione delle infrastrutture necessarie allo sviluppo della fase 2 del campo Shah Deniz situato nell'offshore dell'Azerbaijan; (iii) e il contratto EPCI per conto di Pemex, in Messico, per lo sviluppo del campo Lakach. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione del sistema di connessione tra il campo offshore e l'impianto di condizionamento del gas a terra costituito da due condotte per il trasporto del gas.

Nel 2014, Saipem ha proseguito lo sviluppo di tecnologie grazie alla concretizzazione di soluzioni innovative messe a punto negli anni precedenti, in particolare nel settore SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) e nell'area delle condotte, oltre che nell'ambito delle tecnologie sui materiali e tematiche inter-funzionali. Nel settore della posa di tubazioni in acque molto profonde, sono state applicate diverse tecnologie in rilevanti progetti commerciali, come il sistema Anti Flooding Tool che previene l'allagamento del tubo durante la fase di posa e la tecnologia M1 di rivestimento giunti.

Engineering & Construction Onshore

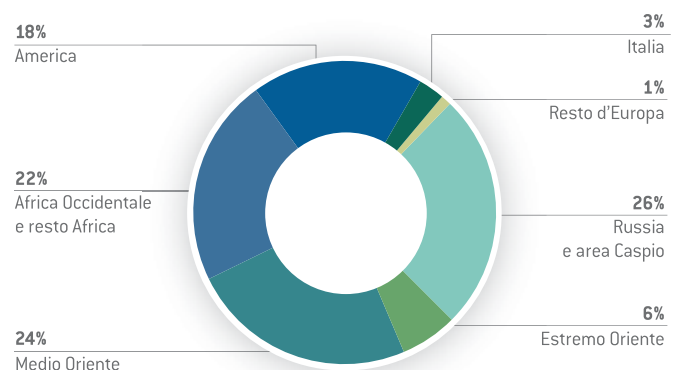
Nell'onshore, Saipem è uno dei maggiori Engineering & Production contractors su base chiavi in mano nel segmento dell'Oil & Gas a livello mondiale. Saipem progetta e realizza impianti di produzione (estrazione, separazione, stabilizzazione, raccolta, iniezione d'acqua) e di trattamento (rimozione e recupero 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, Mar Caspio Africa Settentrionale e Occidentale e Russia.

Nel 2014 i ricavi ammontano a €3.765 milioni in calo di circa il 17% rispetto al 2013 a seguito principalmente della minore attività svolta in Medio Oriente, Australia e America del Nord, parzialmente compensata dai mag-

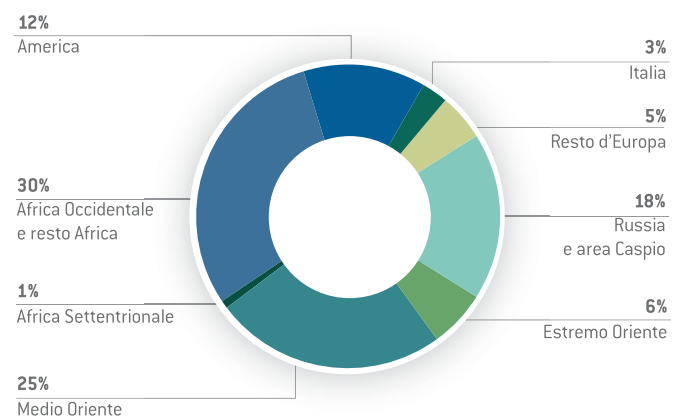
giori volumi sviluppati in Africa Occidentale e America Centro-Meridionale. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €6.354 milioni (€2.193 milioni nel 2013). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) i contratti per conto di Saudi Aramco relativi al progetto Jazan Integrated Gasification nell'ambito delle attività inerenti la costruzione della centrale elettrica a gas più grande al mondo nell'omonima città di Jazan. Saudi Aramco ha inoltre assegnato un contratto EPC relativo alle sezioni 4 e 5 del gasdotto Shedgum-Yanbu; (ii) il contratto per conto di Saudi Aramco per l'espansione dei centri di produzione onshore di Khurais, Mazajili e Abu Jifan in Arabia Saudita. I nuovi impianti consentiranno di trattare ulteriori 500.000 barili al giorno dai sopra citati campi; (iii) il contratto assegnato nell'area del Mar Caspio relativo all'ingegneria di cantiere, alla fabbricazione e pre-commissioning della parte strutturale metallica di un grande centro di produzione di petrolio e gas naturale.

L'attività di ricerca e sviluppo del business onshore ha riguardato tecnologie di processo proprietarie e nuove soluzioni volte a migliorare il profilo qualitativo delle proposte progettuali ai clienti, prevalentemente per quanto riguarda l'efficienza energetica e l'impatto ambientale. In particolare nell'ambito dello sviluppo di processo si sono registrati continui miglioramenti nelle prestazioni e nella compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria Snamprogetti Urea™. Inoltre, nel campo dell'efficienza energetica sono stati completati con successo gli studi sulla produzione di energia idroelettrica all'interno di impianti petrolchimici o per la produzione di fertilizzanti.

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, Mare del Nord, del Mar Mediterraneo e 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 2014 i ricavi ammontano a €1.192 milioni e sono sostanzialmente stabili rispetto al 2013 per effetto principalmente della maggiore attività svolta dalle piattaforme semisommersibili Scarabeo 5 e Scarabeo 6, interessate da lavori di approntamento nel corso del corrispondente periodo del 2013, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalla minore attività della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7, ferma per lavori di rimessa in classe.

Gli ordini acquisiti dell'anno pari a €722 milioni (€1.401 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto per l'utilizzo della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7 per la perforazione di almeno dodici pozzi da eseguirsi entro il primo trimestre del 2017 per conto di Eni Muara Bakau BV, in Indonesia; (ii) l'estensione annuale del contratto per conto di Saudi Aramco per il noleggio del jack-up Perro Negro 7 per operazioni in Arabia Saudita; e (iii) l'estensione di due anni del contratto

per conto di NDC (National Drilling Company), per il noleggio del mezzo di perforazione auto sollevante Perro Negro 2 per le attività di perforazione nel Golfo Persico, a partire da gennaio 2015.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività relative all'adozione di nuove tecniche e mezzi per il drilling in contesti particolarmente sfidanti come l'Artico.

Perforazioni terra

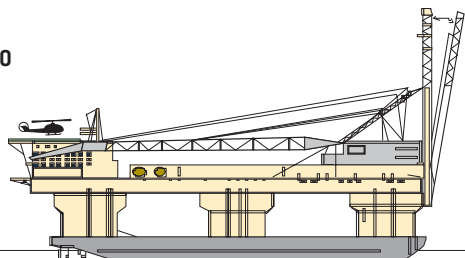
Saipem opera in questo settore come contrattista per conto delle principali Major e National Oil Company con una presenza focalizzata in Sud America, Arabia Saudita, Africa Settentrionale e, in misura minore, in Europa.

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 2014 i ricavi ammontano a €714 milioni, sostanzialmente stabili rispetto al 2013. La minore attività in Sud America e Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita. Gli ordini acquisiti dell'anno di €852 milioni (€887 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) per diversi clienti in America Latina (principalmente Venezuela e Perù), nuovi contratti per il noleggio di impianti; (ii) per conto di Saudi Aramco, l'estensione annuale per attività in Arabia Saudita per tre impianti già operativi nel Paese e l'assegnazione di contratti della durata di cinque anni per tre ulteriori impianti.

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

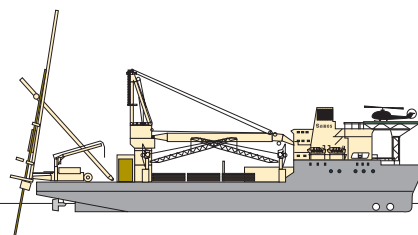
Posizionamento dinamico: DP (AAA) Lloyds Register; IPD 3 R.I.N.a; Classe 3 notazioni del direttorato marittimo norvegese. **Centrale elettrica:** centrale totale da 70.000 kW, 10.000 Volt, 12 generatori diesel a olio combustibile divisi in 4 sale motori separate, classificato UMS. **Sistema di zavorra:**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

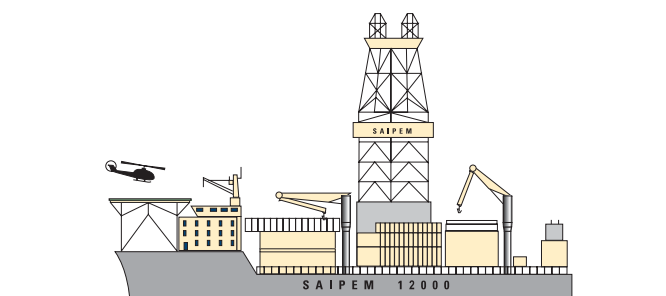
Lunghezza totale:	156 m
Larghezza:	30 m
Immersione operativa:	12,4 m
Dislocamento:	26.608 t
	at operating draft
Carico:	4.300 t at 7,40 draft

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).

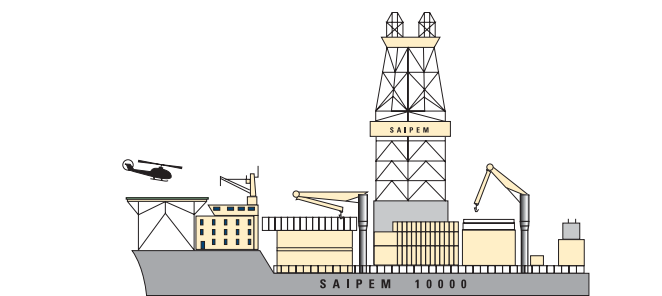
Dimensioni:

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).

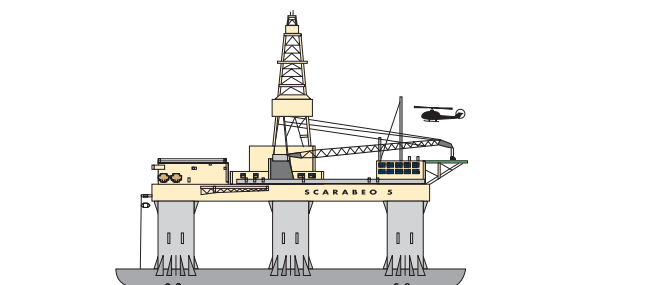
Dimensioni:

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).

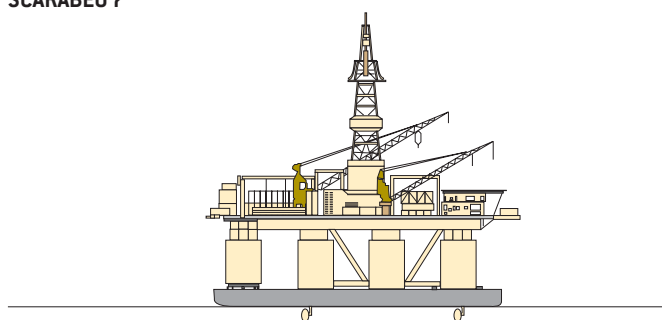
Dimensioni:

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:

Ormeggio 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).

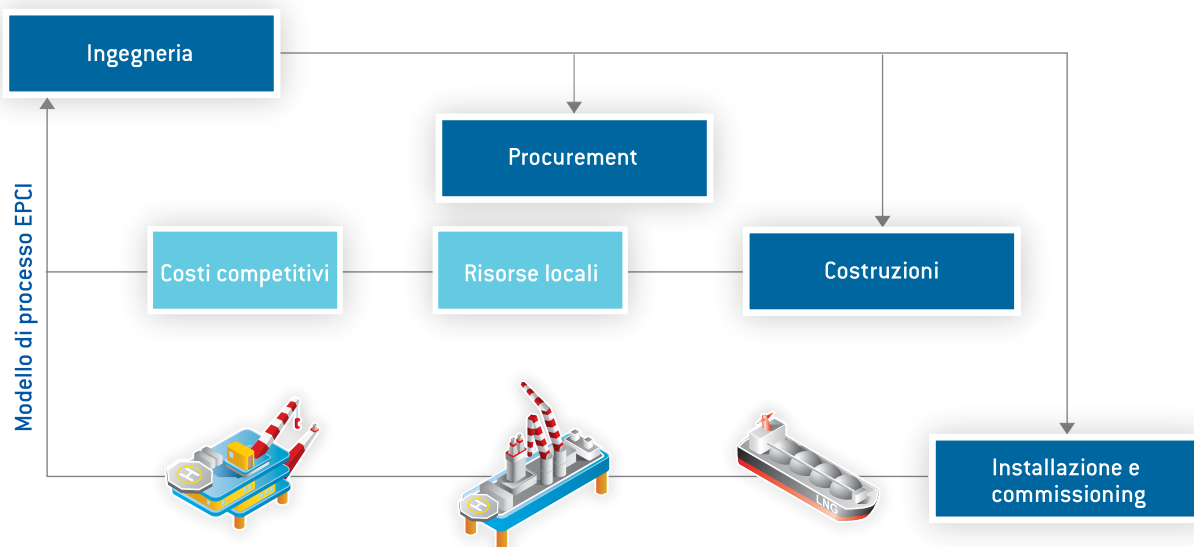
Dimensioni:

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 ormeggio delle 8 gambe della piattaforma con motore automatico assistito.	

Project management integrato



Principali dati operativi		2010	2011	2012	2013	2014
Condotte posate costruzioni mare	(chilometri)	1.365	1.682	1.435	1.106	1.772
Condotte posate costruzioni terra	(chilometri)	385	889	543	433	1.897
Strutture installate costruzioni mare	(tonnellate)	46.606	105.033	122.765	206.959	101.799
Impianti industriali costruzioni terra	(tonnellate)	874.428	353.480	261.410	178.252	90.873
Perforazioni mare	(chilometri)	130	178	194	201	188
Perforazioni terra	(chilometri)	881	985	953	821	878
Pozzi perforati mare	(numero)	44	64	104	127	123
Pozzi perforati terra	(numero)	279	307	373	373	417

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 5	Jack-up	National 1320 UE	90	6.500	Dotato di eliporto	
Perro Negro 6	Jack-up	National SSDG 3000	107	9.150	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	Nave semisommersibile autopropulsa 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	oltre 2000	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 6	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S	300	1.000	60
Castoro 7	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S		1.000	60
Castoro 8	Nave posatubi e per sollevamento strutture	S	2.200	600	60
Castorone	Nave posatubi autopropulsa a posizionamento dinamico in grado di posare con configurazione a "S" attraverso rampa di varo di oltre 120 metri di lunghezza installata a poppa, composta di tre elementi per il varo sia in basse che alte profondità, capacità di tensionamento fino a 750 tonnellate (incrementabile fino a 1.000 tonnellate), idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro, con impianti di prefabbricazione a bordo per tubi in doppio e triplo giunto e capacità di stoccaggio a bordo delle stesse	S	1.000		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 2	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
Castoro 16	Pontone per post trenching e back-filling di condotte in bassissimo fondale			1,4	40
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse	S			30
Ersai 1 ^(a)	Bettolina per sollevamento e installazione, con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate (1.800 ton + 300 ton)		2.100		
Ersai 2 ^(a)	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture		200		
Ersai 3 ^(a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 50 persone				
Ersai 4 ^(a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 150 persone				
Ersai 400 ^(a)	Nave accommodation in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S				
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta		5.000		
Castoro 11	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.

Dati Economico-Finanziari

Conto economico	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Ricavi della gestione caratteristica		96.617	107.690	127.109	114.697	109.847
Altri ricavi e proventi		967	926	1.548	1.387	1.101
Totale ricavi		97.584	108.616	128.657	116.084	110.948
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(68.774)	(78.795)	(95.034)	(90.003)	(86.340)
Costo lavoro		(4.428)	(4.404)	(4.640)	(5.301)	(5.337)
Totale costi operativi		(73.202)	(83.199)	(99.674)	(95.304)	(91.677)
Altri proventi e oneri operativi		131	171	(158)	(71)	145
Ammortamenti e svalutazioni		(9.031)	(8.785)	(13.617)	(11.821)	(11.499)
Utile operativo		15.482	16.803	15.208	8.888	7.917
Proventi (oneri) finanziari netti		(749)	(1.146)	(1.371)	(1.009)	(1.065)
Proventi netti su partecipazioni		1.112	2.123	2.789	6.085	490
Utile prima delle imposte		15.845	17.780	16.626	13.964	7.342
Imposte sul reddito		(8.581)	(9.903)	(11.679)	(9.005)	(6.492)
<i>Tax rate (%)</i>		54,2	55,7	70,2	64,5	88,4
Utile netto - continuing operations		7.264	7.877	4.947	4.959	850
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		6.252	6.902	4.200	5.160	1.291
- interessenze di terzi		1.012	975	747	(201)	(441)
Utile netto - discontinued operations		119	(74)	3.732		
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		66	(42)	3.590		
- interessenze di terzi		53	(32)	142		
Utile netto		7.383	7.803	8.679	4.959	850
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		6.318	6.860	7.790	5.160	1.291
- interessenze di terzi		1.065	943	889	(201)	(441)
Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		6.252	6.902	4.200	5.160	1.291
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(610)	(724)	(23)	438	1.008
Esclusione special item		1.128	760	2.953	(1.168)	1.408
<i>di cui:</i>						
- oneri (proventi) non ricorrenti		(246)	69			
- altri special item		1.374	691	2.953	(1.168)	1.408
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		6.770	6.938	7.130	4.430	3.707
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations		99	31	195		
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni		6.869	6.969	7.325	4.430	3.707

Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 dic. 2010	31 dic. 2011	31 dic. 2012	31 dic. 2013	31 dic. 2014
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari		67.404	73.578	64.798	63.763	71.962
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		2.024	2.433	2.541	2.573	1.581
Attività immateriali		11.172	10.950	4.487	3.876	3.645
Partecipazioni		6.090	6.242	8.538	6.180	5.130
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.743	1.740	1.126	1.339	1.861
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(970)	(1.576)	(1.139)	(1.255)	(1.971)
		87.463	93.367	80.351	76.476	82.208
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		6.589	7.575	8.578	7.939	7.555
Crediti commerciali		17.221	17.709	19.958	21.212	19.709
Debiti commerciali		(13.111)	(13.436)	(15.052)	(15.584)	(15.015)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(2.684)	(3.503)	(3.265)	(3.062)	(1.865)
Fondi per rischi e oneri		(11.792)	(12.735)	(13.567)	(13.120)	(15.898)
Altre attività (passività) di esercizio		(1.286)	281	1.735	1.274	222
		(5.063)	(4.109)	(1.613)	(1.341)	(5.292)
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.032)	(1.039)	(1.407)	(1.279)	(1.313)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		479	206	155	2.156	291
CAPITALE INVESTITO NETTO		81.847	88.425	77.486	76.012	75.894
Patrimonio netto						
<i>di competenza:</i> - azionisti Eni		51.206	55.472	59.060	58.210	59.754
- interessenze di terzi		4.522	4.921	3.357	2.839	2.455
		55.728	60.393	62.417	61.049	62.209
Indebitamento finanziario netto		26.119	28.032	15.069	14.963	13.685
COPERTURE		81.847	88.425	77.486	76.012	75.894

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Utile netto - continuing operations		7.264	7.877	4.947	4.959	850
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.521	8.606	11.501	9.723	12.131
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(558)	(1.176)	(875)	(3.770)	(95)
- dividendi, interessi e imposte		8.829	9.918	11.962	9.174	6.655
Variazione del capitale di esercizio		(1.158)	(1.696)	(3.281)	456	2.668
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.758)	(9.766)	(11.702)	(9.516)	(7.099)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		14.140	13.763	12.552	11.026	15.110
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		554	619	15		
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.694	14.382	12.567	11.026	15.110
Investimenti tecnici - continuing operations		(12.450)	(11.909)	(12.805)	(12.800)	(12.240)
Investimenti tecnici - discontinued operations		(1.420)	(1.529)	(756)		
Investimenti tecnici		(13.870)	(13.438)	(13.561)	(12.800)	(12.240)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(410)	(360)	(569)	(317)	(408)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		1.113	1.912	6.025	6.360	3.684
Altre variazioni relative all'attività di investimento		228	627	(193)	(243)	435
Free cash flow		1.755	3.123	4.269	4.026	6.581
Investimenti e disinvestimenti di attività di finanziamento		(26)	41	(79)	(3.981)	(414)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.272	1.104	5.814	1.715	(628)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.099)	(4.327)	(3.743)	(4.225)	(4.434)
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		39	10	(16)	(40)	78
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(59)	(49)	6.245	(2.505)	1.183

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Free cash flow		1.755	3.123	4.269	4.026	6.581
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(33)		(2)	(21)	(19)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			(192)	12.446	(23)	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(687)	(517)	(345)	349	(850)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.099)	(4.327)	(3.743)	(4.225)	(4.434)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(3.064)	(1.913)	12.625	106	1.278

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		29.497	29.121	35.874	31.264	28.488
Gas & Power		27.806	33.093	36.198	32.212	28.250
Refining & Marketing		43.190	51.219	62.531	57.238	56.153
Versalis		6.141	6.491	6.418	5.859	5.284
Ingegneria & Costruzioni		10.581	11.834	12.799	11.598	12.873
Altre attività		105	85	119	80	78
Corporate e società finanziarie		1.386	1.365	1.369	1.453	1.378
Effetto eliminazione utili interni ^(a)		100	(54)	(75)	18	54
Elisioni di consolidamento		(22.189)	(25.464)	(28.124)	(25.025)	(22.711)
		96.617	107.690	127.109	114.697	109.847

(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)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		12.947	10.677	15.552	13.046	11.870
Gas & Power		26.837	31.749	34.160	30.987	27.147
Refining & Marketing		41.845	48.428	59.569	54.341	53.957
Versalis		5.898	6.202	6.007	5.570	5.031
Ingegneria & Costruzioni		8.779	10.510	11.690	10.580	11.629
Altre attività		80	62	79	41	31
Corporate e società finanziarie		131	116	127	114	128
Effetto eliminazione utili interni		100	(54)	(75)	18	54
		96.617	107.690	127.109	114.697	109.847

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		45.896	31.906	33.860	31.949	29.621
Resto dell'Unione Europea		21.125	35.920	35.909	31.629	29.933
Resto dell'Europa		4.172	7.153	9.645	11.462	12.434
Africa		13.068	11.333	14.710	12.073	11.640
America		6.282	9.612	15.244	7.752	8.944
Asia		5.785	10.258	16.394	18.608	16.257
Altre aree		289	1.508	1.347	1.224	1.018
Totale estero		50.721	75.784	93.249	82.748	80.226
		96.617	107.690	127.109	114.697	109.847

Ricavi per area geografica di origine	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		55.455	62.789	72.607	73.483	69.847
Resto dell'Unione Europea		16.983	20.914	19.570	15.626	15.936
Resto dell'Europa		1.986	3.101	3.736	3.292	3.264
Africa		12.586	9.384	13.976	11.851	11.174
America		5.588	7.107	12.020	5.793	5.838
Asia		3.692	3.937	4.458	3.779	3.362
Altre aree		327	458	742	873	426
Totale estero		41.162	44.901	54.502	41.214	40.000
		96.617	107.690	127.109	114.697	109.847

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		48.407	60.826	74.643	67.004	63.605
Costi per servizi		14.939	13.551	15.142	17.711	16.979
Costi per godimento di beni di terzi		2.997	3.045	3.440	3.678	4.080
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.401	527	856	850	494
Altri oneri		1.252	1.140	1.358	1.147	1.516
<i>a dedurre:</i>						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(222)	(294)	(405)	(387)	(334)
		68.774	78.795	95.034	90.003	86.340

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2010	2011	2012	2013	2014
Revisione contabile		21.114	22.031	23.042	28.023	27.607
Servizi di audit		183	1.113	1.351	1.574	1.287
Servizi di consulenza fiscale		166	323	25	21	11
Altri servizi				3		
		21.463	23.467	24.421	29.618	28.905

Costo lavoro	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Salari e stipendi		3.299	3.435	3.904	4.395	4.645
Oneri sociali		631	675	679	657	709
Oneri per benefici ai dipendenti		154	148	110	92	104
Altri costi		557	334	184	411	235
<i>a dedurre:</i>						
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(213)	(188)	(237)	(254)	(356)
		4.428	4.404	4.640	5.301	5.337

Ammortamenti e svalutazioni	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		6.928	6.251	7.985	7.810	8.473
Gas & Power		425	413	480	413	334
Refining & Marketing		333	351	366	345	283
Versalis		83	90	90	95	99
Ingegneria & Costruzioni		513	596	683	721	737
Altre attività		2	2	1	1	1
Corporate e società finanziarie		79	75	65	61	69
Effetto eliminazione utili interni		(20)	(23)	(25)	(25)	(26)
Totale ammortamenti		8.343	7.755	9.645	9.421	9.970
Exploration & Production		123	189	547	19	690
Gas & Power		426	154	2.443	1.685	25
Refining & Marketing		76	488	843	633	284
Versalis		52	160	112	44	96
Ingegneria & Costruzioni		3	35	25		420
Altre attività		8	4	2	19	14
Totale svalutazioni		688	1.030	3.972	2.400	1.529
		9.031	8.785	13.617	11.821	11.499

Utile operativo per settore	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		13.866	15.887	18.470	14.868	10.766
Gas & Power		896	(326)	(3.125)	(2.967)	186
Refining & Marketing		149	(273)	(1.264)	(1.492)	(2.229)
Versalis		(86)	(424)	(681)	(725)	(704)
Ingegneria & Costruzioni		1.302	1.422	1.453	(98)	18
Altre attività		(1.384)	(427)	(300)	(337)	(272)
Corporate e società finanziarie		(361)	(319)	(341)	(399)	(246)
Effetto eliminazione utili interni		1.100	1.263	996	38	398
		15.482	16.803	15.208	8.888	7.917

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 (27,5%). 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, sono classificati tra gli special item gli 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'accrion 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.

2010														
(€ milioni)														
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	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)
Esclusione special item:														
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 ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
componente valutativa dei 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)
Special item dell'utile operativo	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
Utile operativo adjusted	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 ^(b)	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito ^(b)	(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
Utile netto adjusted	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
Utile netto di competenza azionisti Eni										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
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										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 ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragrupo	Totale	
Utile operativo	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)
Esclusione special item:														
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 ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176
oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203
componente valutativa dei 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
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540
Utile operativo adjusted	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 ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179
Imposte sul reddito ^(b)	(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
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913
di competenza:														
- interessenze di terzi										943			32	975
- azionisti Eni										6.969			(31)	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										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
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										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 ^(b)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Altre attività ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations		Continuing operations	
Utile operativo	18.470	(3.125)	(1.264)	(681)	1.453	(341)	1.679	(300)		208	16.099	(1.679)	788	(891)	15.208
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63						(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:															
svalutazioni	550	2.443	846	112	25					2	3.978				3.978
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 ambientali		(2)	40				71	25			134	(71)		(71)	63
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)	(52)	(8)	(11)							(80)				(80)
altro	54	138	53					26			271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.360	1.004	135	32	16	51	78			4.743	(51)		(51)	4.692
Utile operativo adjusted	18.537	398	(289)	(483)	1.485	(325)	1.730	(222)	(6)	(6)	20.825	(1.730)	788	(942)	19.883
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	11	(14)	(3)	(7)	(867)	(54)	(24)			(1.222)	54		54	(1.168)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	233	43	2	46	99	38	(1)			896	(38)		(38)	858
Imposte sul reddito ^(b)	(11.283)	(163)	79	89	(413)	116	(712)		2		(12.285)	712	(123)	589	(11.696)
Tax rate (%)	60,3	25,4	..		27,1		41,5				59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.426	479	(181)	(395)	1.111	(977)	1.002	(247)	(4)	(4)	8.214	(1.002)	665	(337)	7.877
<i>di competenza:</i>															
- interessenze di terzi											889			(142)	747
- azionisti Eni											7.325			(195)	7.130
Utile netto di competenza azionisti Eni											7.790			(3.590)	4.200
Esclusione (utile) perdita di magazzino											(23)				(23)
Esclusione special item											(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni											7.325			(195)	7.130

(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
Utile operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(337)	(399)	38	8.888
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
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 ambientali		(1)	93	61		52			205
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)
Special item dell'utile operativo	(225)	2.138	814	126	(1)	127	67		3.046
Utile operativo adjusted	14.643	(638)	(457)	(386)	(99)	(210)	(332)	129	12.650
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	14	(6)	(2)	(5)	4	(571)		(830)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	70	56		2	1	290		786
Imposte sul reddito ^(a)	(8.796)	301	175	50	(151)		129	(90)	(8.382)
Tax rate (%)	59,7		41,5		66,5
Utile netto adjusted	5.950	(253)	(232)	(338)	(253)	(205)	(484)	39	4.224
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(206)
- azionisti Eni									4.430
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.168)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.430

(a) Escludono gli special item.

2014									
(€ milioni)									
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(272)	(246)	398	7.917
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.576	170				(167)	1.460
Esclusione special item:									
svalutazioni	692	25	284	96	420	14			1.531
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	45	2	3			(28)
accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)			25	7	5		(10)
oneri ambientali			111	27		41			179
oneri per incentivazione all'esodo	24	11	(6)		5	(3)	(22)		9
componente valutativa dei derivati su commodity	(28)	(43)	42	4	9				(16)
differenze e derivati su cambi	6	228	(9)	4					229
altro	172	64	25	12		32	(2)		303
Special item dell'utile operativo	785	243	445	188	461	94	(19)		2.197
Utile operativo adjusted	11.551	310	(208)	(346)	479	(178)	(265)	231	11.574
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(287)	7	(9)	(3)	(6)	(22)	(542)		(862)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	49	67	(3)	21		(156)		301
Imposte sul reddito ^(a)	(7.164)	(176)	3	75	(185)		312	(79)	(7.214)
Tax rate (%)	61,8	48,1	..		37,4				65,5
Utile netto adjusted	4.423	190	(147)	(277)	309	(200)	(651)	152	3.799
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									92
- azionisti Eni									3.707
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.291
Esclusione (utile) perdita di magazzino									1.008
Esclusione special item									1.408
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.707

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item ^(a)	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Oneri (proventi) non ricorrenti		(246)	69			
di cui: onere transazione TSKJ						
sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre		(246)	69			
Altri special item:		2.536	1.498	4.743	3.046	2.197
- svalutazioni		702	1.022	3.978	2.400	1.531
- plusvalenze nette su cessione di asset		(248)	(61)	(570)	(187)	(28)
- accantonamenti a fondo rischi		95	88	945	334	(10)
- oneri ambientali		1.369	186	134	205	179
- oneri per incentivazione all'esodo		423	209	66	270	9
- componente valutativa dei derivati su commodity		(2)	15	(1)	315	(16)
- differenze e derivati su cambi		216	(85)	(80)	(195)	229
- altro		(19)	124	271	(96)	303
Special item dell'utile operativo		2.290	1.567	4.743	3.046	2.197
Oneri (proventi) finanziari		(181)	89	203	179	203
di cui:						
Riclassifica rischio cambio commodity		(216)	85	80	195	(229)
Oneri (proventi) su partecipazioni		(324)	(883)	(5.373)	(5.299)	(189)
di cui:						
plusvalenza da cessione		(332)	(1.118)	(2.354)	(3.599)	(159)
di cui: plusvalenze trasporto internazionale			(1.044)			
cessione 28,57% di Eni East Africa					(3.359)	
Galp				(311)	(98)	
Snam				(2.019)	(75)	
Padana Energia		(169)				
GreenStream		(93)				
plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni				(3.151)	(1.652)	(54)
di cui: Galp				(1.700)		
Snam				(1.451)		
Artic Russia					(1.682)	
svalutazioni		28	191	191	11	(38)
Imposte sul reddito		(624)	60	(15)	901	(270)
di cui:						
svalutazione imposte anticipate imprese italiane				803	954	976
altri proventi netti di imposta						(824)
adeguamento fiscalità differita contratti petroliferi			552		490	69
linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro		29	29	147	64	(12)
fiscalità su special item		(653)	(521)	(965)	(607)	(479)
Totale special item dell'utile netto		1.161	833	(442)	(1.173)	1.941
di competenza:						
- interessenze di terzi					(5)	533
- azionisti Eni		1.161	833	(442)	(1.168)	1.408

(a) Includono le discontinued operations.

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		13.898	16.075	18.537	14.643	11.551
Gas & Power		1.268	(247)	398	(638)	310
Refining & Marketing		(181)	(539)	(289)	(457)	(208)
Versalis		(96)	(273)	(483)	(386)	(346)
Ingegneria & Costruzioni		1.326	1.443	1.485	(99)	479
Altre attività		(205)	(226)	(222)	(210)	(178)
Corporate e società finanziarie		(265)	(266)	(325)	(332)	(265)
Effetto eliminazione utili interni		1.100	1.263	782	129	231
		16.845	17.230	19.883	12.650	11.574

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		5.609	6.865	7.426	5.950	4.423
Gas & Power		1.267	252	479	(253)	190
Refining & Marketing		(56)	(264)	(181)	(232)	(147)
Versalis		(73)	(206)	(395)	(338)	(277)
Ingegneria & Costruzioni		994	1.098	1.111	(253)	309
Altre attività		(216)	(225)	(247)	(205)	(200)
Corporate e società finanziarie		(867)	(753)	(977)	(484)	(651)
Effetto eliminazione utili interni		1.124	1.146	661	39	152
		7.782	7.913	7.877	4.224	3.799
di cui:						
Utile netto adjusted di terzi azionisti		1.012	975	747	(206)	92
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni		6.770	6.938	7.130	4.430	3.707

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Proventi su partecipazioni						
Differenze attive (passive) nette di cambio		92	(111)	131	37	(250)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(634)	(809)	(1.101)	(892)	(856)
Proventi netti su titoli strumentali all'attività operativa		10	9	9	8	9
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(236)	(235)	(308)	(240)	(293)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati		(131)	(112)	(252)	(92)	162
a dedurre:						
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		150	112	150	170	163
		(749)	(1.146)	(1.371)	(1.009)	(1.065)
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		64	67	46	58	111

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Rivalutazioni di partecipazioni		673	634	451	313	215
Svalutazioni di partecipazioni		(149)	(106)	(250)	(105)	(86)
Plusvalenze da cessioni		332	1.121	349	3.598	163
Dividendi		264	659	431	400	385
Accantonamento al fondo copertura perdite		(31)	(28)	(15)	14	(8)
Altri proventi (oneri) netti		23	(157)	1.823	1.865	(179)
		1.112	2.123	2.789	6.085	490

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Immobilizzazioni materiali lorde						
Exploration & Production		85.494	96.561	103.318	107.329	129.331
Gas & Power		4.155	4.206	5.735	5.763	5.982
Refining & Marketing		14.177	14.884	16.805	17.383	17.358
Versalis		5.226	5.438	5.589	5.898	6.070
Ingegneria & Costruzioni		10.714	11.809	12.621	12.774	13.657
Altre attività - Snam ^(*)		18.355	19.449			
Altre attività		1.614	1.617	1.617	1.522	1.548
Corporate e società finanziarie		372	422	470	589	653
Effetto eliminazione utili interni		(495)	(523)	(486)	(490)	(572)
		139.612	153.863	145.669	150.768	174.027
Immobilizzazioni materiali nette						
Exploration & Production		40.521	45.527	47.509	48.134	56.654
Gas & Power		2.614	2.501	3.356	1.969	1.984
Refining & Marketing		4.766	4.758	4.851	4.575	4.461
Versalis		990	960	928	1.105	1.193
Ingegneria & Costruzioni		7.422	7.969	8.213	7.928	7.616
Altre attività - Snam ^(*)		11.262	12.016			
Altre attività		78	76	76	72	74
Corporate e società finanziarie		171	196	227	322	378
Effetto eliminazione utili interni		(420)	(425)	(362)	(342)	(398)
		67.404	73.578	64.798	63.763	71.962

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

Investimenti	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production		9.690	9.435	10.307	10.475	10.524
Gas & Power		265	192	213	229	172
Refining & Marketing		711	866	898	672	537
Versalis		251	216	172	314	282
Ingegneria & Costruzioni		1.552	1.090	1.011	902	694
Altre attività		22	10	14	21	30
Corporate e società finanziarie		109	128	152	190	83
Effetto eliminazione utili interni		(150)	(28)	38	(3)	(82)
Investimenti tecnici - continuing operations		12.450	11.909	12.805	12.800	12.240
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.420	1.529	756		
Investimenti tecnici		13.870	13.438	13.561	12.800	12.240
Investimenti in partecipazioni		410	360	569	317	408
Investimenti		14.280	13.798	14.130	13.117	12.648

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2010	2011	2012	2013	2014
Italia		1.624	2.058	2.170	2.044	1.785
Resto dell'Unione Europea		1.710	1.343	1.263	1.089	853
Resto d'Europa		724	1.168	1.626	1.553	1.407
Africa		5.083	4.369	4.725	4.556	4.864
America		1.156	978	1.184	1.506	1.196
Asia		1.941	1.608	1.663	1.799	1.974
Altre aree		212	385	174	253	161
Totale estero		10.826	9.851	10.635	10.756	10.455
Investimenti tecnici - continuing operations		12.450	11.909	12.805	12.800	12.240
Investimenti tecnici - discontinued operations						
Italia		1.420	1.529	756		
Investimenti tecnici		13.870	13.438	13.561	12.800	12.240

Indebitamento finanziario netto		(€ milioni)			
	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Totale
2010					
Breve termine	7.478	(1.549)	(109)	(6)	5.814
Lungo termine	20.305				20.305
	27.783	(1.549)	(109)	(6)	26.119
2011					
Breve termine	6.495	(1.500)	(37)	(28)	4.930
Lungo termine	23.102				23.102
	29.597	(1.500)	(37)	(28)	28.032
2012					
Breve termine	5.047	(7.936)	(36)	(1.151)	(4.076)
Lungo termine	19.145				19.145
	24.192	(7.936)	(36)	(1.151)	15.069
2013					
Breve termine	4.685	(5.431)	(5.037)	(129)	(5.912)
Lungo termine	20.875				20.875
	25.560	(5.431)	(5.037)	(129)	14.963
2014					
Breve termine	6.575	(6.614)	(5.037)	(555)	(5.631)
Lungo termine	19.316				19.316
	25.891	(6.614)	(5.037)	(555)	13.685

Personale

Personale a fine periodo ^(*)		2010	2011	2012	2013	2014
Exploration & Production	Italia	3.906	3.797	3.933	4.133	4.534
	Eestero	6.370	6.628	7.371	8.219	8.243
		10.276	10.425	11.304	12.352	12.777
Gas & Power	Italia	2.479	2.310	2.126	2.178	1.980
	Eestero	2.593	2.485	2.710	2.438	2.248
		5.072	4.795	4.836	4.616	4.228
Refining & Marketing	Italia	6.162	5.790	6.098	5.909	4.897
	Eestero	1.860	1.801	2.510	2.529	1.877
		8.022	7.591	8.608	8.438	6.774
Versalis	Italia	4.903	4.750	4.606	4.615	4.476
	Eestero	1.069	1.054	1.062	1.093	967
		5.972	5.804	5.668	5.708	5.443
Ingegneria & Costruzioni	Italia	4.915	5.197	5.186	5.136	5.016
	Eestero	33.911	33.364	38.201	42.073	44.543
		38.826	38.561	43.387	47.209	49.559
Altre attività	Italia	939	880	871	818	726
	Eestero	-	-	-	-	-
		939	880	871	818	726
Corporate e società finanziarie	Italia	4.497	4.334	4.577	4.589	4.594
	Eestero	164	184	154	157	304
		4.661	4.518	4.731	4.746	4.898
Totale occupazione a fine periodo	Italia	27.801	27.058	27.397	27.378	26.223
	Eestero	45.967	45.516	52.008	56.509	58.182
		73.768	72.574	79.405	83.887	84.405
di cui dirigenti		1.454	1.468	1.504	1.505	1.503

(*) I dati relativi agli esercizi 2012, 2013 e 2014 includono il personale delle società consolidate e delle imprese consolidate con il metodo proporzionale.

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 2014 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 \$/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 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 indipendenti¹. 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 2014 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2014 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre³.

Nel triennio 2012-2014 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2014 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Junin 5 (Venezuela).

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 assolte 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 47%, il 51% e il 50% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014.

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 l'1,1%, l'1% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014; (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 petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2012, 2013 e 2014.

[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 nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2014".

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

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
<i>di cui: sviluppate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
<i>non sviluppate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	24	20	67	82	91	(5)	34	8	321
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte	4	6	10	86	85		9		200
Produzione	(69)	(66)	(213)	(126)	(37)	(41)	(45)	(13)	(610)
Cessioni	(142)			(22)	(48)				(212)
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		1.146
<i>di cui: sviluppate</i>			19	4		5	26		54
<i>non sviluppate</i>			2	79		651	360		1.092
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime						8	247		255
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	3		10	135		149
Produzione			(2)	(1)		(6)	(4)		(13)
Cessioni				(4)			(34)		(38)
Riserve al 31 dicembre 2012			20	81		668	730		1.499
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
Sviluppate	406	349	1.100	716	458	190	190	107	3.516
consolidate	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
joint venture e collegate			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
consolidate	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
joint venture e collegate				81		586	710		1.377

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

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
<i>di cui: sviluppate</i>	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
<i>non sviluppate</i>	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
Acquisizioni		4							4
Revisioni di precedenti stime	68	53	154	110	64	45	26	(7)	513
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1	1	5	98		11	8		124
Produzione	(65)	(70)	(205)	(118)	(32)	(34)	(42)	(9)	(575)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			19	75		7	726		827
<i>di cui: sviluppate</i>			19			3	18		40
<i>non sviluppate</i>				75		4	708		787
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	7			5		11
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)	(1)		(2)	(3)		(8)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			16	81		5	728		830
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.756	1.320	1.069	290	960	160	6.602
Sviluppate									
consolidate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366
joint venture e collegate			15	23		3	26		67
Non sviluppate	102	209	837	595	480	175	746	25	3.169
consolidate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406
joint venture e collegate			1	58		2	702		763

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

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
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
<i>di cui: sviluppate</i>	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
<i>non sviluppate</i>	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
<i>di cui: sviluppate</i>			17			8	19		44
<i>non sviluppate</i>				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2012			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2012	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate									
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate									
consolidate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
joint venture e collegate				15		1	97		113

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
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
<i>di cui: sviluppate</i>	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
<i>non sviluppate</i>	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
<i>di cui: sviluppate</i>			16				19		35
<i>non sviluppate</i>				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
Sviluppate									
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate									
consolidate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

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

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

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

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<i>di cui: sviluppate</i>	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
<i>non sviluppate</i>	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
<i>di cui: sviluppate</i>			418			382	151		951
<i>non sviluppate</i>			3	9.350		421	94.804		104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
Sviluppate	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

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 società consolidate
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(777)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.610)
Altri (oneri) proventi	(201)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.603)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.143	2.278	8.247	3.374	1.722	461	30	292	18.547
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.224	754	3.053	866	986	285	16	128	7.312
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

[a] Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

[b] L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €610 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €10 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 società consolidate
2013									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
Totale ricavi	3.784	3.172	10.064	7.119	1.571	1.734	1.630	484	29.558
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(5.589)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(907)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.994)
Altri (oneri) proventi	(277)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.880)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.851	1.755	6.802	2.207	1.162	603	324	262	14.966
Imposte sul risultato	(872)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.701)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	979	749	2.521	505	766	425	207	113	6.265
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
Totale ricavi			20	26		199	243		488
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(13)	6	(30)		64	28		55
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(13)	2	(40)		29	58		36

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

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €295 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €6 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 società consolidate
2014									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
Totale ricavi	3.028	3.317	9.425	6.085	1.322	1.363	1.820	366	26.726
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.651)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(29)	(227)	(207)	(706)		(185)	(189)	(46)	(1.589)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(818)	(1.083)	(1.288)	(2.010)	(91)	(850)	(1.181)	(172)	(7.493)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(117)	(78)	(30)	(1.887)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.281	1.224	6.172	1.428	772	(45)	15	(21)	10.826
Imposte sul risultato	(351)	(803)	(3.928)	(1.273)	(291)	(112)	(6)	(16)	(6.780)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	930	421	2.244	155	481	(157)	9	(37)	4.046
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			19			87	232		338
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)				(94)		(97)
Costi di ricerca		(8)				(45)	(1)		(54)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(44)	(60)		(106)
Altri (oneri) proventi		(1)	1	(32)		(3)	(42)		(77)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(10)	5	(32)		(16)	8		(45)
Imposte sul risultato			(4)			(23)	(17)		(44)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(10)	1	(32)		(39)	(9)		(89)

(a) Include svalutazioni di attività per €690 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €5 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.

Costi capitalizzati^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate
2013									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	13.465	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.322
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	6.766
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	2.905
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	13.954
Costi capitalizzati lordi	14.564	15.722	21.140	27.532	8.535	8.769	12.797	1.888	110.947
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.241)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.152)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(b)(c)}	4.323	7.141	9.770	11.970	7.535	2.500	4.391	1.165	48.795
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		980
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			126
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		11
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		1.461
Costi capitalizzati lordi		74	88	1.093		513	810		2.578
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		(673)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(b)(c)}		18	21	1.093		108	665		1.905
2014									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.862	13.754	21.549	27.697	2.917	8.827	13.050	1.825	104.481
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	399	493	3.263	43	1.590	1.588	214	7.621
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	346	42	1.569	1.164	94	35	66	13	3.329
Immobilizzazioni in corso	816	3.527	1.411	2.988	7.140	690	819	120	17.511
Costi capitalizzati lordi	16.055	17.722	25.022	35.112	10.194	11.142	15.523	2.172	132.942
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.154)	(9.519)	(14.335)	(20.039)	(1.241)	(8.042)	(10.605)	(1.009)	(75.944)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(b)(c)}	4.901	8.203	10.687	15.073	8.953	3.100	4.918	1.163	56.998
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	24		539	549		1.191
Attività relative a riserve probabili e possibili		31				84			115
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	4		12
Immobilizzazioni in corso		12	5	1.241			776		2.034
Costi capitalizzati lordi		45	89	1.265		624	1.329		3.352
Fondi ammortamento e svalutazione		(39)	(69)			(522)	(230)		(860)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(b)(c)}		6	20	1.265		102	1.099		2.492

(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 €715 milioni nel 2013 e per €868 milioni nel 2014 per le società consolidate e per €12 milioni nel 2013 e €46 milioni nel 2014 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 dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €4.378 milioni nel 2013 e €4.786 milioni nel 2014 e per le società in joint venture e collegate pari a €86 milioni nel 2013 e €123 milioni nel 2014.

Costi sostenuti ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate
2012									
Società consolidate									
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 ^(b)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(c)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515
2013									
Società consolidate									
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 ^(b)	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
Totale costi sostenuti società consolidate	729	2.212	969	3.374	601	952	1.251	141	10.229
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo ^(c)		1	5	39		353	318		716
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		6	8	39		434	319		806
2014									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	29	188	227	635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo ^(b)	1.382	2.395	955	3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	1.411	2.583	1.182	4.114	572	1.278	1.308	142	12.590
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		2				33	1		36
Costi di sviluppo ^(c)			1	22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	22		71	376		472

(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 €1.381 milioni nel 2012, decrementi per €191 milioni nel 2013 e costi per €2.062 milioni nel 2014.

(c) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €63 milioni nel 2012, per €10 milioni nel 2013 e decrementi per €47 milioni nel 2014.

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 relativamente al 2012, 2013 e 2014. 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 tenere 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 società consolidate
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.900	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			343	2.491		151	9.473		12.458
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			323	874		90	5.317		6.604
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			148	473		70	1.636		2.327
Totale	7.162	5.425	17.901	9.568	11.314	1.647	4.183	1.304	58.504

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 società consolidate
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.879	16.992	66.793	38.478	41.286	4.906	6.383	3.401	192.118
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	10.296	6.397	31.309	17.964	30.886	3.444	3.982	2.412	106.690
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.232	4.933	17.404	10.800	11.187	1.544	2.629	1.306	56.035
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			302	3.065		116	11.115		14.598
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			279	2.639		71	6.507		9.496
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			121	1.197		60	2.180		3.558
Totale	6.232	4.933	17.525	11.997	11.187	1.604	4.809	1.306	59.593

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)				
		Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2011		62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)	
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208	
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680	
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)	
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608	
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549	
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004	
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377	
- acquisizioni di riserve				
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)	
Saldo aumenti (diminuzioni)	(946)	286	(660)	
Valore al 31 dicembre 2012		61.292	2.946	64.238
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)	
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)	
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702	
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)	
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121	
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087	
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458	
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966	
- acquisizioni di riserve	74		74	
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)	
Saldo aumenti (diminuzioni)	(5.115)	(619)	(5.734)	
Valore al 31 dicembre 2013		56.177	2.327	58.504
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)	
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)	
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667	
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)	
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196	
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760	
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576	
- variazione netta delle imposte sul reddito	7.049	704	7.753	
- acquisizioni di riserve	67		67	
- cessioni di riserve	(271)		(271)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705	
Saldo aumenti (diminuzioni)	(142)	1.231	1.089	
Valore al 31 dicembre 2014		56.035	3.558	59.593

Principali dati economico-finanziari delle continuing operations ^{(a)(b)}

	2012				2013				2014				
	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	33.112	30.035	31.466	32.496	30.440	26.055	28.374	29.828	114.697	27.353	26.600	26.691	109.847
Utile operativo	6.583	2.825	4.115	1.685	3.867	1.471	3.302	248	8.888	2.255	2.579	(563)	7.917
Utile operativo adjusted:	6.271	4.255	4.404	4.953	3.746	1.959	3.438	3.507	12.650	2.728	3.032	2.323	11.574
Exploration & Production	5.095	4.239	4.336	4.867	3.998	3.409	3.916	3.320	14.643	2.981	3.088	2.032	11.551
Gas & Power	1.042	(378)	(281)	15	(211)	(424)	(344)	341	(638)	241	70	(109)	310
Refining & Marketing	(216)	(134)	(173)	(116)	(134)	(176)	(55)	(92)	(457)	(223)	(219)	39	(208)
Versalis	(469)	(25)	(473)	(116)	(63)	(82)	(111)	(130)	(386)	(89)	(93)	(66)	(346)
Ingegneria & Costruzioni	381	392	390	322	204	(678)	220	155	(99)	128	165	155	31
Altre attività	(45)	(57)	(40)	(80)	(55)	(52)	(52)	(51)	(210)	(45)	(43)	(48)	(178)
Corporate e società finanziarie	(80)	(99)	(64)	(82)	(82)	(76)	(92)	(82)	(332)	(81)	(58)	(61)	(265)
Effetto eliminazione degli utili interme e altre elisioni	263	317	176	26	89	38	(44)	46	129	110	(75)	64	132
Utile netto ^(c)	3.617	227	2.485	1.461	1.543	275	3.989	(647)	5.160	1.303	658	1.714	(2.384)
-continuing operations	3.544	156	2.464	(1.964)	1.543	275	3.989	(647)	5.160	1.303	658	1.714	(2.384)
-discontinued operations	73	71	21	3.425	3.122	2.825	3.064	3.789	12.800	2.545	2.979	3.083	3.633
Investimenti tecnici	2.643	3.026	3.235	3.901	3.122	2.825	3.064	3.789	12.800	2.545	2.979	3.083	3.633
Investimenti in partecipazioni	245	61	207	56	113	63	40	101	317	60	133	91	124
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	26.984	26.467	19.175	15.069	15.519	15.984	14.687	14.963	14.963	13.799	14.601	15.837	13.685

(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 14 marzo 2012, sono stati rappresentati a partire dal 1° luglio 2012 come "discontinued operations".

(c) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	2012				2013				2014				
	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 ^(a)	118,49	108,19	109,61	110,02	111,58	112,60	102,44	110,37	108,66	108,20	109,63	101,85	76,27
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,311	1,281	1,250	1,297	1,285	1,321	1,306	1,324	1,328	1,370	1,371	1,325	1,249
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	90,38	84,46	87,69	84,33	86,83	85,24	78,44	83,36	81,82	78,98	79,96	76,87	61,06
Standard Eni Refining Margin ^(c)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4,12	n.d.	3,25	2,43	2,43	1,17	2,29	4,39	4,97
Prezzo gas NBPI ^(d)	9,34	9,09	9,00	10,49	9,48	11,46	10,06	10,11	10,63	9,95	7,55	7,03	8,37
Euribor - euro a tre mesi (%)	1,0	0,7	0,4	0,2	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1
Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2

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

(b) Fonte BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

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

Principali dati operativi

	2012				2013				2014					
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		
Produzione giornaliera di petrolio (mgl/bbls)	867	856	891	912	882	818	845	851	816	833	822	813	812	868
Produzione giornaliera di gas naturale (mln mc)	127	124	129	130	127	121	125	125	118	122	118	120	119	121
Produzione giornaliera di idrocarburi (mgl boe)	1.683	1.656	1.718	1.747	1.701	1.600	1.648	1.653	1.577	1.619	1.583	1.584	1.576	1.648
<i>Italia</i>	188	187	187	195	189	180	181	189	192	186	182	179	174	182
<i>Resto d'Europa</i>	206	173	162	172	178	158	151	141	173	155	192	195	179	196
<i>Africa Settentrionale</i>	570	573	593	610	586	554	598	569	506	556	542	549	584	590
<i>Africa Sub-Sahariana</i>	335	333	387	324	345	313	322	377	316	332	324	321	317	339
<i>Kazakhstan</i>	111	106	90	99	102	103	105	90	102	100	102	90	76	85
<i>Resto dell'Asia</i>	111	128	128	149	129	141	150	143	143	144	96	104	93	97
<i>America</i>	119	120	135	166	135	119	110	117	116	116	117	120	131	131
<i>Australia e Oceania</i>	43	36	36	32	37	32	31	27	29	30	28	26	22	28
Produzione venduta (mln boe)	149,2	144,6	150,5	154,4	149,7	135,8	140,3	141,8	137,4	149,7	134,7	133,0	138,5	143,3
Vendite di gas naturale a terzi (mid mc)	26,03	16,29	16,47	21,81	80,60	26,61	16,23	15,27	22,17	80,28	23,56	16,64	17,50	21,47
Autoconsumo di gas naturale	1,77	1,57	1,58	1,51	6,43	1,56	1,29	1,53	1,55	5,93	1,48	1,27	1,44	1,43
Vendite a terzi e autoconsumo	2780	1786	18,05	23,32	87,03	28,17	17,52	16,80	23,72	86,21	25,04	17,91	18,94	22,90
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	2,81	2,29	1,43	1,76	8,29	2,00	1,57	1,55	1,84	6,96	1,72	1,18	0,68	0,80
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	30,61	20,15	19,48	25,08	95,32	30,17	19,09	18,35	25,56	93,17	26,76	19,09	19,62	23,70
Vendite di energia elettrica (TWh)	12,29	9,62	10,54	10,13	42,58	9,16	8,69	8,45	8,75	35,05	8,25	7,75	8,26	9,32
Vendite di prodotti petroliferi: (mln ton)	10,01	12,73	13,25	12,34	48,33	10,65	10,42	11,91	10,51	43,49	10,32	11,03	11,41	11,65
<i>Rete Italia</i>	1,81	1,98	2,24	1,80	7,83	1,65	1,71	1,71	1,57	6,64	1,45	1,60	1,58	1,51
<i>Extrarrete Italia</i>	2,06	2,18	2,20	2,18	8,62	1,86	2,08	2,26	2,17	8,37	1,68	1,79	2,12	1,98
<i>Rete Resto d'Europa</i>	0,72	0,76	0,81	0,75	3,04	0,68	0,78	0,83	0,76	3,05	0,71	0,78	0,83	0,75
<i>Extrarrete Resto d'Europa</i>	0,89	1,03	1,05	0,99	3,96	0,94	1,08	1,10	1,11	4,23	1,01	1,17	1,23	1,19
<i>Extrarrete altro estero</i>	0,10	0,11	0,10	0,11	0,42	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43	0,10	0,11	0,11	0,11
<i>Altre vendite</i>	4,43	6,67	6,85	6,51	24,46	5,42	4,66	5,90	4,79	20,77	5,37	5,58	5,54	6,11

Tabella di conversione dell'energia

Petrolio (densità media di riferimento 32,35° API, densità relativa 0,8636)

1 barile	(bbl)	158,987 l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602 m ³ gas 5.800.000 btu		5.492 ft ³ gas
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno				
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,29 bbl	1.033 m ³ gas		36.481 ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m ³ petrolio	1.187 m ³ gas	41.911 ft ³ gas

Gas

1 metro cubo	(m ³)	0,976 l petrolio	0,00643 bbl	35,314,67 btu		35,315 ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m ³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m ³ petrolio	28,3 m ³ gas	1,000 ft ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu		52.000 ft ³ gas

Energia elettrica

1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m ³ petrolio	94,488 m ³ gas	3,412,14 ft ³ gas
1 terajoule	(Tj)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m ³ petrolio	26,939,46 m ³ gas	947,826,7 ft ³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m ³ petrolio	112,4 m ³ gas	3,968,3 ft ³ 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 ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,615	1	159	0,158984
l	0,035311	0,0063	1	0,001
m ³	35,3107	6,2898	10 ³	1

Abbreviazioni

/a	anno	GWh	gigawattora
bbl	barili	km	chilometri
bbl/g	barili/giorno	mc	metri cubi
boe	barili di petrolio equivalente	mgl	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

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 2014:
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
Integrated 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 2014 (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: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADR - Shareholder Information

BNY Mellon Shareowner Services
P.O. Box 30170
College Station, TX 77842-3170
Shrrelations@cpushareownerservices.com

Contatti:

- Institutional Investors/Broker Desk:
UK: Mark Lewis - Tel. +44 207-964-6089
Mark.lewis@bnymellon.com
USA: Ravi Davis - Tel 1-212-815-4245
Ravi.davis@bnymellon.com
Hong Kong: Herston Powers - Tel. 852-2840-9868
Herston.powers@bnymellon.com
- Retail Investors:
Telephone - US Domestic: 1-888-269-2377
Telephone - International: 1-201-680-6825

Copertina: Inarea - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Tipografia Facciotti Srl - Roma

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

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00159