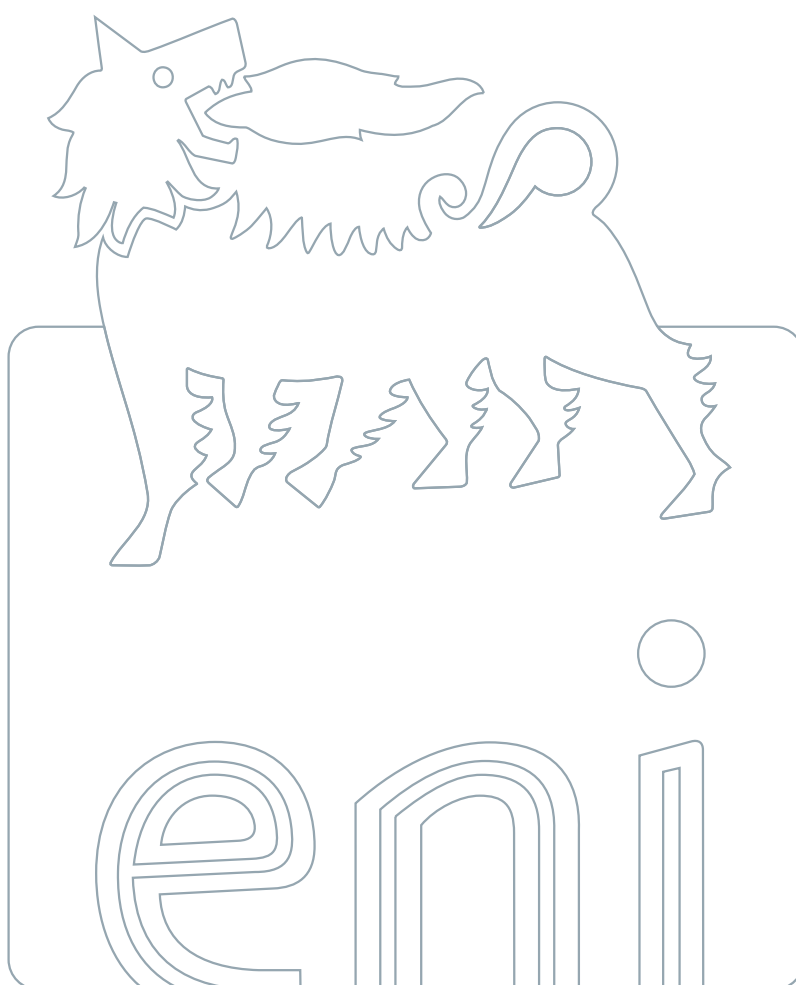


Fact Book 2015



Missione

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

I Paesi di attività di Eni

EUROPA

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

AFRICA

Algeria, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Ghana, Kenia, Liberia, Libia, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Tunisia

ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Cina, Corea del Sud, Emirati Arabi Uniti, Giappone, India, Indonesia, Iraq, Kazakhstan, Kuwait, Malesia, Myanmar, Oman, Pakistan, Russia, Singapore, Taiwan, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam

AMERICA

Argentina, Canada, Ecuador, Messico, Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela

Fact Book 2015





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 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.

Fact Book 2015

Sommario

	Eni in sintesi	4
	Modello di business	10
	Obiettivi, driver di risultato e performance 2015	12
	Exploration & Production	17
	Gas & Power	43
	Refining & Marketing	51

Tavole

Dati Economico-Finanziari	61
Personale	72
Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione	73
Dati infrannuali	93

Eni in sintesi

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia in 66 Paesi nel mondo.

La solidità del portafoglio di asset petroliferi convenzionali e a costi competitivi nonché della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata garantiscono l'elevata redditività del business upstream Eni. La forte presenza nel mercato del gas e del GNL e le competenze commerciali consentono di cogliere sinergie e di perseguire opportunità e progetti congiunti nella catena del valore degli idrocarburi.

Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per gli azionisti e, più in generale, per gli stakeholder, nel rispetto dei Paesi in cui Eni opera e delle persone che lavorano in e con Eni. Il modo di operare di Eni fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

Risultati

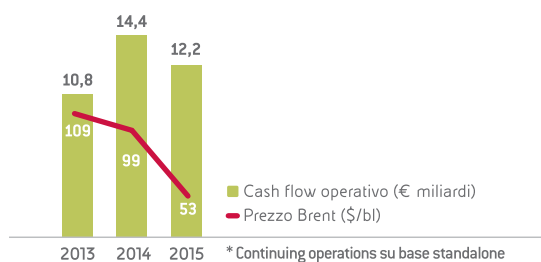
Nel 2015, il processo di trasformazione del Gruppo avviato nel 2014 precorrendo il marcato trend decrescente dello scenario petrolifero, è proseguito conseguendo risultati fondamentali in termini di crescita nel core business Oil & Gas, di ristrutturazione degli assetti produttivi degli altri business, di razionalizzazione ed efficienza organizzativa.

L'utile operativo adjusted¹ è stato di €4,1 miliardi con una diminuzione del 64% (pari a €7,34 miliardi) attribuibile principalmente all'upstream (-€7,44 miliardi, -64%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi mentre i minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas hanno pesato per €0,7 miliardi.

L'utile netto adjusted di €0,33 miliardi evidenzia un peggioramento di €3,52 miliardi rispetto al 2014 (-91%) per effetto della flessione della performance operativa e dell'incremento del tax rate per effetto scenario.

La generazione di cassa è stata robusta a €12,19 miliardi, in riduzione del 15%, nonostante la caduta del prezzo del Brent, -47% a 53 \$/bl. Tale flusso di cassa, unitamente agli incassi da dismissioni di €2,26 miliardi, ha consentito di finanziare la gran parte dei fabbisogni relativi agli investimenti esplorativi e nella crescita e al pagamento di dividendi agli azionisti Eni per €3,46 miliardi.

Cash flow operativo*



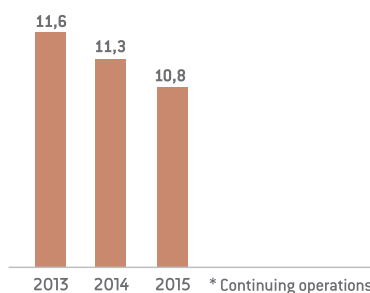
Al 31 dicembre 2015 il leverage è pari a 0,31. L'indebitamento finanziario netto è pari a €16,86 miliardi. Con il closing dell'operazione Saipem, il debito netto si riduce di €4,8 miliardi e il leverage proforma si ridetermina in 0,22.

Cessione di Saipem > Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 per la cessione al Fondo Strategico Italiano (FSI) di una quota del 12,503% del capitale sociale di Saipem e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. L'operazione Saipem è in linea con la strategia Eni di (i) focalizzare le risorse nel core business upstream, rendendo disponibili ulteriori fonti finanziarie da reinvestire nello sviluppo delle ingenti risorse minerarie recentemente scoperte; (ii) rafforzare la struttura patrimoniale.

Cessione di Versalis > In corso di definizione un accordo con un partner industriale che, acquisendo una quota di controllo della società interamente controllata Versalis SpA, affiancherà Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore.

Investimenti tecnici*

(€ miliardi)



Produzione di idrocarburi > 1,76 milioni di boe/giorno con un incremento del 10,1% rispetto al 2014 grazie al contributo degli avvisi e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 (+139 mila boe/giorno) principalmente in Angola, Venezuela, Stati Uniti e Regno Unito, delle maggiori produzioni in Libia e Iraq nonché per effetto del recupero dei crediti per investimenti vantati verso l'Iran.

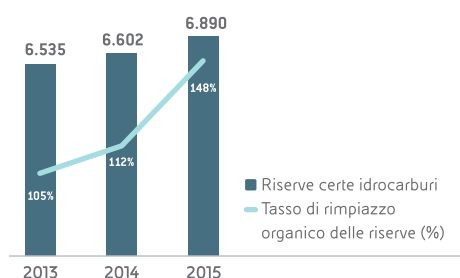
Scoperta Zohr > Conseguita la scoperta a gas di rilevanza mondiale in Egitto presso il prospecto esplorativo Zohr nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento ha il potenziale di contenere fino a

⁽¹⁾ Non-GAAP measure. Escludono oltre alle consuete voci "profit/loss on stock" e special item, anche l'effetto dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany verso i settori in fase di dismissione Ingegneria & Costruzioni e Chimica.

850 miliardi di metri cubi di gas in posto. Il piano di sviluppo è stato approvato nel febbraio 2016 con first gas atteso nel 2017.

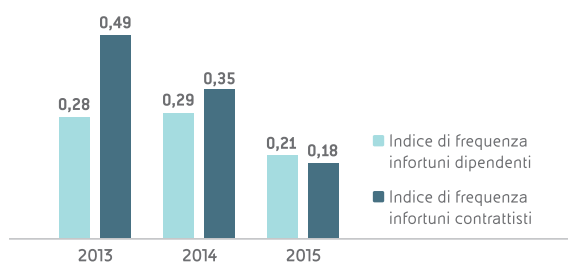
Successi esplorativi > Nel 2015 è proseguito il track record di successi esplorativi con circa 1,4 miliardi di boe di risorse accertate, rispetto a 0,5 miliardi previsti a piano, al costo unitario di \$0,7 al barile. Oltre a Zohr, i principali successi esplorativi dell'anno (Nkala Marine in Congo, Noor in Egitto, Area D in Libia, Merakes in Indonesia) sono stati realizzati near-field in linea con la nuova strategia Eni nell'esplorazione che punta a scoperte con ridotto time-to-market e benefici immediati sul cash flow.

Riserve certe (milioni di boe)



Sicurezza delle persone > Nel 2015 è proseguito il programma "Eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione delle persone Eni in materia di sicurezza. L'iniziativa e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare una riduzione del 42,4% degli indici di frequenza degli infortuni della forza lavoro (-27,6% per i dipendenti e -48,6% per i contrattisti), confermando per l'undicesimo anno consecutivo il trend di miglioramento.

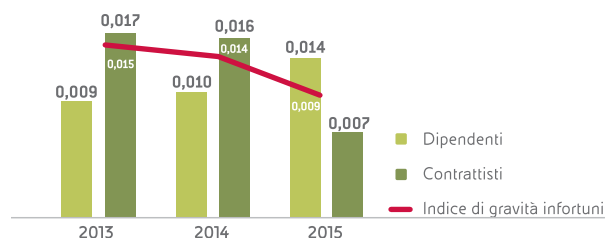
Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000



L'indice di gravità degli infortuni ha registrato un significativo miglioramento (-36% rispetto al 2014) grazie alla minore gravità degli infortuni registrata tra i contrattisti.

Indice di gravità infortuni

(giorni di assenze/ore lavorate) x 1.000



Cambiamento climatico > Nel 2015 Eni e le altre aziende partecipanti alla Oil & Gas Climate Initiative, in una dichiarazione congiunta di collaborazione, hanno confermato l'impegno per limitare l'aumento medio della temperatura globale sotto i 2 gradi. Inoltre Eni insieme ad altre 5 compagnie Oil & Gas europee ha sollecitato alla United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) e alla COP21, l'introduzione di sistemi di tariffazione delle emissioni di anidride carbonica creando quadri normativi chiari, stabili e più ambiziosi al fine di armonizzare i diversi sistemi nazionali.

Indici di sostenibilità > Confermata per il nono anno consecutivo l'inclusione di Eni nel Dow Jones Sustainability World Index, l'indice di sostenibilità che include i titoli delle società che si distinguono per l'eccellenza dei risultati conseguiti nella sostenibilità in ciascun settore e nell'indice FTSE4Good, uno tra i più prestigiosi indici borsistici mondiali di valutazione della responsabilità sociale delle imprese a conferma dell'eccellenza Eni in ambito di sostenibilità ambientale, rispetto dei diritti umani, corporate governance e trasparenza, relazioni con gli stakeholder.

Strategia

A partire dalla seconda metà del 2015 il prezzo del petrolio ha registrato una rilevante contrazione, raggiungendo nel mese di gennaio 2016 livelli inferiori a 30 \$/bl. Nel periodo di Piano, il prezzo del petrolio è atteso in graduale crescita fino a 65 \$/bl nel 2019 a seguito del progressivo riequilibrio del mercato.

In tale contesto la strategia è stata declinata tenendo in considerazione tre differenti orizzonti temporali:

- il breve termine, perseguendo la massimizzazione del cash-flow per preservare la solidità finanziaria aumentando l'efficienza e accelerando le azioni volte alla riduzione dei costi;
- il medio termine, attraverso il focus su investimenti volti a sviluppare le rilevanti risorse in portafoglio caratterizzate da bassi break-even garantendo il rimpiazzo delle riserve e la crescita della produzione;
- il lungo termine, ponendo le basi per preparare la Società ad un contesto energetico a ridotto contenuto carbonico.

Nel breve-medio termine l'obiettivo prioritario della generazione di cassa sarà perseguito attraverso mirate azioni industriali nei business, investimenti selettivi e focalizzati principalmente in E&P, nonché ulteriori azioni di contenimento dei costi. In particolare nella definizione del piano di investimenti sono stati privilegiati progetti ad elevato valore e con ritorni accelerati: il Piano 2016-19 prevede una spesa di €37 miliardi in diminuzione, a cambi omogenei, del 21% rispetto al Piano precedente. La riduzione è essenzialmente riferita al settore E&P nonostante lo spending incrementale relativo alla nuova scoperta nel campo di Shorouk (Egitto) e beneficia del rephasing/riconfigurazione di progetti e alle rinegoziazioni contrattuali. Il Piano 2016-19 programma dismissioni pari a circa €7 miliardi, ante imposte ed esclusa l'operazione Saipem, derivanti dalla monetizzazione anticipata delle scoperte esplorative, nonché dall'ulteriore ri-focalizzazione del portafoglio di attività sul core business.

L'effetto combinato delle azioni industriali di sviluppo in E&P, della ristrutturazione dei business mid-downstream e delle diffuse azioni di contenimento dei costi consentiranno di ridurre in modo significativo il livello di Brent di break-even di cassa raggiungendo una cash neutrality organica (incluso floor dividend) nel 2017 ad un prezzo pari a circa 60 \$/bl.

Politica del dividendo

Nonostante il deterioramento dello scenario, in considerazione del processo di trasformazione del Gruppo e degli obiettivi di piano la Società proporrà un dividendo 2016 di €0,8 per azione.

Performance e obiettivi

Grazie alla trasformazione attuata dal management, Eni può fare leva su di un eccellente posizionamento competitivo, ulteriormente rafforzato dai recenti successi esplorativi, una robusta pipeline di progetti e una solida struttura finanziaria per affrontare al meglio lo scenario.

Le azioni definite nel piano strategico 2016-2019 coniugano le esigenze di efficienza, selezione dello spending e disciplina di bilancio con quella di una crescita profittevole e sostenibile nel core business Oil & Gas, ponendo le basi per un robusto recupero di redditività anche in un contesto complesso come quello corrente.

Di seguito sono esplicitate le principali leve strategiche identificate dal management, i risultati raggiunti nel 2015 grazie al processo di trasformazione e gli obiettivi previsti nel prossimo quadriennio.

Leve strategiche del Gruppo	Risultati 2015	Piano 2016-2019
Crescita efficiente e di valore	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione di idrocarburi: +10,1% - Investimenti nell'upstream: €10,2 mld - Risorse esplorative: 1,4 mld boe al costo unitario di \$0,7/bl 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione di idrocarburi: >+3% - Investimenti nell'upstream: -18% vs piano precedente - Risorse esplorative: 1,6 mld boe al costo unitario di \$2,3/bl
Ristrutturazione	<ul style="list-style-type: none"> - G&P: EBIT adjusted prossimo al break-even - R&M: ritorno al risultato operativo positivo - Margine di raffinazione di break-even: \$5/bl - Riduzione costi generali e amministrativi: €0,6 mld 	<ul style="list-style-type: none"> - G&P: EBIT adjusted al break-even strutturale dal 2017 - R&M: utile operativo adjusted pari a €0,7 mld nel 2019 - Margine di raffinazione di break-even: \$3/bl - Riduzione costi generali e amministrativi: €2,5 mld al 2019
Trasformazione	<ul style="list-style-type: none"> - Dismissioni: €7 mld inclusa operazione Saipem 	<ul style="list-style-type: none"> - Dismissioni: €7 mld

Principali dati

Principali dati economico-finanziari ^{(a)(b)}	(€ milioni)	2011	2012	2013	2014	2015
Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations		107.690	127.109	98.547	93.187	67.740
Utile (perdita) operativo - continuing operations		16.803	15.208	7.867	7.585	(2.781)
<i>Special items</i>		1.540	4.692	2.910	1.572	5.762
<i>Utile (perdita) da magazzino</i>		(1.113)	(17)	503	1.290	814
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		17.230	19.883	11.280	10.447	3.795
<i>Exploration & Production</i>		16.075	18.537	14.643	11.551	4.108
<i>Gas & Power</i>		(247)	398	(622)	168	(126)
<i>Refining & Marketing</i>		(539)	(289)	(472)	(65)	387
<i>Chimica</i>		(273)	(483)			
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>		1.443	1.485			
<i>Corporate e altre attività</i>		(492)	(547)	(542)	(443)	(369)
<i>Eliminazione utili interni e altre elisioni</i>		1.263	782	(1.727)	(764)	(205)
Utile (perdita) netto di Gruppo ^(*)		6.860	7.790	5.160	1.291	(8.783)
di cui: <i>continuing operations</i>		6.902	4.200	3.472	101	(7.680)
<i>discontinued operations</i>		(42)	3.590	1.688	1.190	(1.103)
Utile (perdita) netto adjusted di Gruppo ^(*)		6.969	7.325	4.430	3.707	436
di cui: <i>continuing operations</i>		6.938	7.130	2.499	2.200	(698)
<i>discontinued operations</i>		31	195	1.931	1.507	1.134
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.382	12.567	11.026	15.110	11.903
di cui: <i>continuing operations</i>		13.763	12.552	9.132	13.162	11.181
<i>discontinued operations</i>		619	15	1.894	1.948	722
Investimenti tecnici		13.438	13.561	12.800	12.240	11.556
di cui: <i>continuing operations</i>		11.909	12.805	11.584	11.264	10.775
<i>discontinued operations</i>		1.529	756	1.216	976	781
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		60.393	62.417	61.049	62.209	53.669
Indebitamento finanziario netto		28.032	15.069	14.963	13.685	16.863
Leverage		0,46	0,24	0,25	0,22	0,31
Capitale investito netto		88.425	77.486	76.012	75.894	70.532
di cui: <i>Exploration & Production</i>		42.024	42.369	45.699	47.629	50.522
<i>Gas & Power</i>		12.367	10.597	8.462	9.031	5.803
<i>Refining & Marketing</i>		9.188	8.871	8.737	6.738	5.492

(a) I risultati dei settori in fase di dismissione, Saipem e Versalis, sono stati rilevati come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS 5. I dati degli anni 2013-2014 sono stati oggetto di restatement.

(b) I risultati degli esercizi 2011 e 2012 rilevano come discontinued operations i soli Business Regolati Italia, ceduti nel 2012.

(*) Di competenza azionisti Eni.

Principali indicatori di mercato	2011	2012	2013	2014	2015
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	111,27	111,58	108,66	98,99	52,46
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,392	1,285	1,328	1,329	1,110
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,94	86,83	81,82	74,48	47,26
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,82	4,12	2,43	3,21	8,32
Euribor - euro a tre mesi	(%) 1,40	0,60	0,22	0,21	(0,02)

(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 indicatori di performance		2011	2012	2013	2014	2015
Corporate^(a)						
Dipendenti in servizio a fine periodo ^(*)	(numero)	72.574	79.405	30.970	29.403	29.053
di cui: - donne ^(**)		12.542	12.847	7.504	7.370	7.254
- all'estero		45.516	52.008	13.343	12.672	12.333
Donne in posizioni manageriali ^(**) (dirigenti e quadri)	(%)	18,5	18,9	23,5	23,8	24,2
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,65	0,57	0,28	0,29	0,21
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,45	0,49	0,35	0,18
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,94	1,10	0,00	1,08	0,39
Oil spill operativi	(barili)	7.295	3.759	1.762	1.161	1.603
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(mln ton CO ₂ eq)	49,1	52,8	43,9	38,9	38,5
Costi di ricerca e sviluppo ^(b)	(€ milioni)	190	211	142	134	139
Spese per il territorio ^(c)	(€ milioni)	101	91	100	96	97
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	7.086	7.166	6.535	6.602	6.890
Vita utile residua delle riserve	(anni)	12,3	11,5	11,1	11,3	10,7
Produzione di petrolio	(mgl barili/g)	845	882	833	828	908
Produzione di gas naturale	(mln mc/g)	116	127	122	120	133
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/g)	1.581	1.701	1.619	1.598	1.760
Gas & Power						
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	84,37	84,30	83,60	81,73	84,94
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		9,53	8,29	6,96	4,38	2,78
Totale vendite e autoconsumi G&P		93,90	92,59	90,56	86,11	87,72
Vendite gas E&P in Europa e nel Golfo del Messico		2,86	2,73	2,61	3,06	3,16
Totale vendite gas mondo		96,76	95,32	93,17	89,17	90,88
Vendite di energia elettrica	(TWh)	40,28	42,58	35,05	33,58	34,88
Refining & Marketing						
Lavorazioni in conto proprio	(mln ton)	31,96	30,01	27,38	25,03	26,41
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl barili/g)	767	767	787	617	548
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	45,02	48,33	35,41	34,59	35,24
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa		11,37	10,87	9,69	9,21	8,89
Stazioni di servizio a fine periodo	(numero)	6.287	6.384	6.386	6.220	5.846
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	2.206	2.064	1.828	1.725	1.754

(a) Relativi alle continuing operations. A seguito del piano di cessione di Saipem e Versalis, i dati del 2015 non includono il contributo dei settori in dismissione. I valori degli esercizi 2013-2014 sono stati oggetto di restatement. I dati degli esercizi 2011 e 2012 non includono il contributo dei soli Business Regolati Italia, ceduti nel 2012.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(c) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

(*) Si veda a pag. 72 il dettaglio per settore di attività.

(**) Non includono i dipendenti delle società consolidate con metodo proporzionale.

Dati per azione		2011	2012	2013	2014	2015
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)(*)}	(€)	1,90	1,16	0,96	0,03	(2,13)
Dividendo		1,04	1,08	1,10	1,12	0,80
Dividendi pagati nell'esercizio ^(c)	(€ milioni)	3.695	3.840	3.949	4.006	3.457
Cash flow ^(*)	(€)	3,97	3,41	3,20	3,65	3,10
Dividend yield ^(d)	(%)	6,6	5,9	6,5	7,6	5,7
Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)(*)}	(USD)	5,29	2,98	2,55	0,08	(4,73)
Dividendo per ADR ^(e)		2,73	2,82	2,99	2,65	1,77
Cash flow per ADR ^(e)		11,05	8,77	8,49	9,69	6,89
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}	(%)	6,6	5,9	6,5	7,6	5,7
Pay-out		55	50	80	313	(33)
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	4.005,4	3.634,2	3.634,2	3.634,2	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito)		3.622,7	3.622,8	3.622,8	3.610,4	3.601,1
TSR	(%)	5,1	22,0	1,3	(11,9)	1,1

(*) Da continuing operations. I risultati dei settori in fase di dismissione, Saipem e Versalis, sono stati rilevati come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS 5. I dati degli anni 2013-2014 sono stati oggetto di restatement. I risultati degli esercizi 2011 e 2012 rilevano come discontinued operations i soli Business Regolati Italia, ceduti nel 2012.

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2015 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		2011	2012	2013	2014	2015
Prezzo per azione - Borsa di Milano						
Massimo	(€)	18,42	18,70	19,48	20,41	17,43
Minimo		12,17	15,25	15,29	13,29	13,14
Medio		15,95	17,18	17,57	17,83	15,47
Fine periodo		16,01	18,34	17,49	14,51	13,80
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange						
Massimo	(USD)	53,74	49,44	52,12	55,30	39,29
Minimo		32,98	36,85	40,39	32,81	29,28
Medio		44,41	44,24	46,68	47,37	34,31
Fine periodo		41,27	49,14	48,49	34,91	29,80
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	22,85	15,63	15,44	17,21	20,30
Controvalore	(€ milioni)	355,0	267,0	271,4	304,0	312,0
Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b)	(mln di azioni)	3.622,7	3.622,8	3.622,8	3.610,4	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa^(c)						
EUR	(mld)	58,0	66,4	63,4	52,4	50,2
USD		75,0	87,7	87,4	63,6	55,7

(a) Il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni.

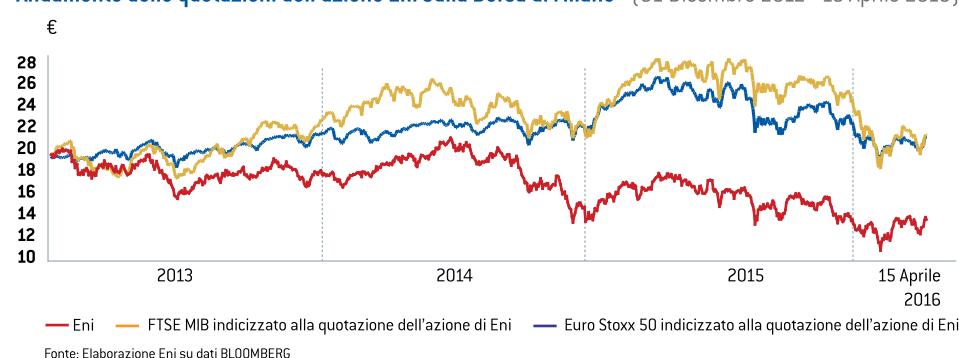
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

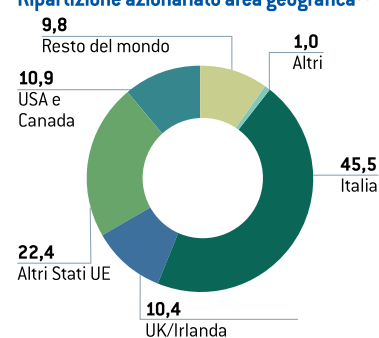
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui: per attribuzione bonus share	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del 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 2015.

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 Dicembre 2012 - 15 Aprile 2016)

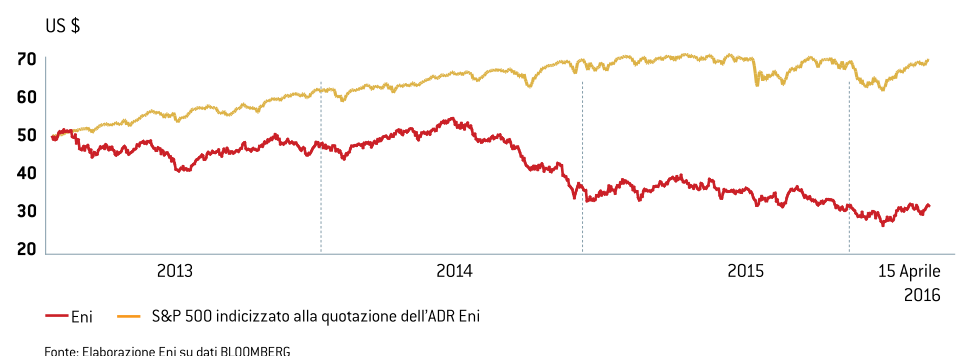


Ripartizione azionariato area geografica^(*)

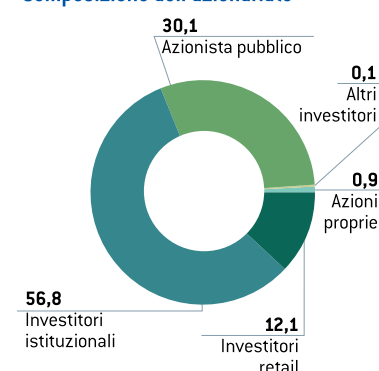


(*) All'11 Gennaio 2016.

Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 Dicembre 2012 - 15 Aprile 2016)



Composizione dell'azionariato^(*)



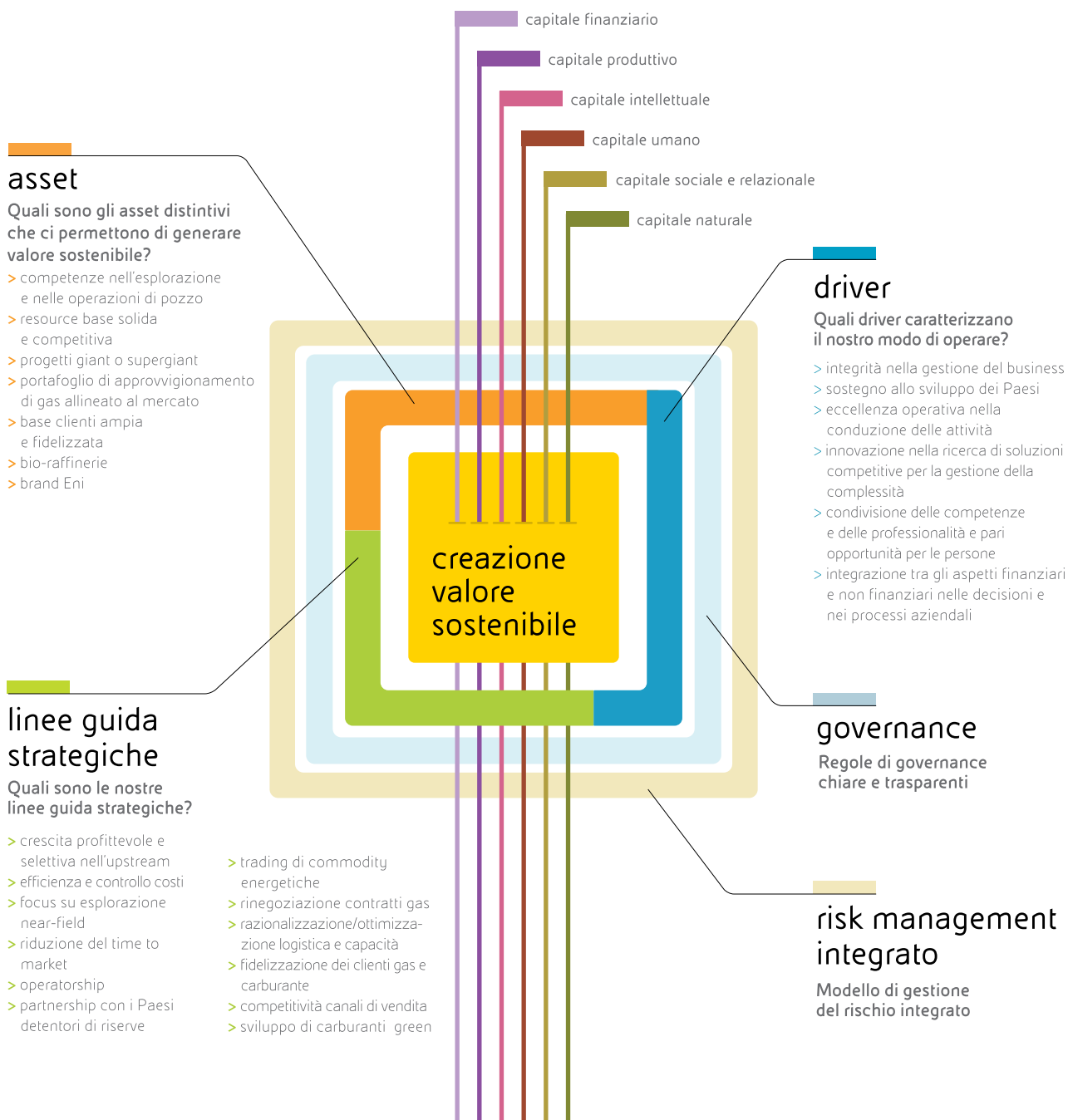
(*) All'11 Gennaio 2016







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 con-

tenuti nel "The International IR Framework" pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). I solidi risultati finanziari e di sostenibilità conseguiti nell'anno nonostante un debole scenario del prezzo delle commodity sono il frutto dell'utilizzo responsabile ed efficiente dei capitali.

Di seguito si riporta la mappatura dei capitali utilizzati da Eni e le azioni che incidono sulla loro qualità e disponibilità. Sono evidenziati i benefici per l'azienda e per gli stakeholder che derivano dal loro impiego e dalle relative connessioni.



	stock di capitale	principali azioni	creazione di valore per l'azienda	creazione di valore per l'esterno
 capitale finanziario	<ul style="list-style-type: none"> - Struttura Finanziaria - Riserve di liquidità 	<ul style="list-style-type: none"> - Flusso di cassa della gestione - Finanziamenti bancari - Prestiti obbligazionari - Mantenimento liquidità strategica - Politiche di hedging - Dividendi - Monitoraggio investimento in circolante 	<ul style="list-style-type: none"> - Operatività del business - Riduzione costo del capitale - Riduzione del circolante - Ottimizzazione leva finanziaria - Opportunità M&A - Protezione da volatilità mercati - Merito creditizio 	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimenti - Apprezzamento del titolo - Crescita socio economica dei Paesi - Indotto locale
 capitale produttivo	<ul style="list-style-type: none"> - Impianti onshore e offshore - Impianti di trasporto degli idrocarburi e di stoccaggio - Impianti di liquefazione - Impianti di raffinazione - Reti di distribuzione - Impianti termoelettrici - Edifici e altre immobilizzazioni - Riserve di idrocarburi (petrolio e gas) 	<ul style="list-style-type: none"> - Upgrade tecnologico - Upgrade dei processi - Investimenti in business nuovi (bioraffinazione, car sharing) - Investimenti di mantenimento e sviluppo - Estensione delle certificazioni (ISO14001, ISO50001, EMAS, ecc.) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ritorni economici - Ampliamento portafoglio asset - Aumento del valore degli asset - Riduzione rischio operativo - Efficienza (energetica e produttiva) - Reputazione - Crescita delle riserve idrocarburi 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilità di fonti energetiche e prodotti green - Occupazione - Indotto locale - Contenimento emissioni ed uso responsabile delle risorse
 capitale intellettuale	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologie applicate e brevetti - Sistema normativo interno - Sistema di corporate governance - Gestione integrata del rischio - Sistemi di gestione e di controllo - Knowledge management - ICT (Green data Center) 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti R&S - Partnership con centri di eccellenza - Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione brevetti - Applicazione di procedure e sistemi - Audit 	<ul style="list-style-type: none"> - Vantaggio competitivo - Riduzione rischi - Trasparenza - Produttività - Licenza di operare - Accettabilità degli stakeholder 	<ul style="list-style-type: none"> - Riduzione impatti ambientali e sociali - Trasferimento delle migliori tecnologie e delle competenze nei Paesi - Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi - Prodotti green
 capitale umano	<ul style="list-style-type: none"> - Salute e sicurezza persone - Competenze e conoscenze - Esperienze - Motivazione - Diversità (di genere, di età, geografica) - Cultura Eni 	<ul style="list-style-type: none"> - Gestione sicurezza sul lavoro - Selezione, formazione e training on the job - Promozione dei diritti umani - Coinvolgimento dipendenti - Knowledge management - Welfare aziendale - Valorizzazione della diversità - Sviluppo del potenziale e sistema di remunerazione meritocratico 	<ul style="list-style-type: none"> - Produttività - Efficienza - Competitività - Innovazione - Riduzione rischi - Reputazione - Talent attraction - Job enhancement - Sviluppo delle carriere 	<ul style="list-style-type: none"> - Creazione e mantenimento di posti lavoro - Qualità della vita (persone Eni e comunità locali) - Crescita e trasferimento delle competenze
 capitale sociale e relazionale	<ul style="list-style-type: none"> - Relazioni con gli stakeholder (istituzioni, governi, comunità, associazioni, clienti, fornitori, partner industriali, ONG, università, sindacati) - Brand Eni 	<ul style="list-style-type: none"> - Stakeholder engagement - MoU con governi e autorità locali - Progetti di sviluppo locale e di Local Content - Partnership strategiche - Partecipazione attiva al dibattito internazionale - Sviluppo programmi di ricerca e di formazione - Concertazione sindacale - Attenzione alla qualità del servizio - Brand management 	<ul style="list-style-type: none"> - Operational & social licence - Riduzione time to market - Riduzione rischio Paese - Quote di mercato - Allineamento con best practice internazionali - Reputazione - Vantaggio competitivo - Affidabilità dei fornitori - Fidelizzazione clienti 	<ul style="list-style-type: none"> - Sviluppo socio-economico locale - Soddisfazione clienti e fornitori - Condivisione competenze con territori e comunità - Soddisfazione e incentivazione delle persone - Tutela dei diritti dei lavoratori
 capitale naturale	<ul style="list-style-type: none"> - Riserve di idrocarburi (petrolio e gas) - Acqua - Biodiversità ed ecosistemi - Aria - Suolo 	<ul style="list-style-type: none"> - Esplorazione, produzione, trasporto, raffinazione e distribuzione idrocarburi - Investimenti in nuovi business (bioraffinazione, car sharing) - Investimenti in upgrade tecnologico e di processo - Attività di bonifica - Investimenti in energie alternative 	<ul style="list-style-type: none"> - Crescita delle riserve idrocarburi - Riduzione costi operativi - Riduzione rischi operativi (asset integrity) - Reputazione - Licenza di operare - Accettabilità degli stakeholder 	<ul style="list-style-type: none"> - Riduzione del Gas Flared - Riduzione di Oil spill - Riduzione rischio blow out - Conservazione della Biodiversità - Prodotti green - Contenimento prelievi idrici (reiniezione e riciclo acque) - Efficienza energetica

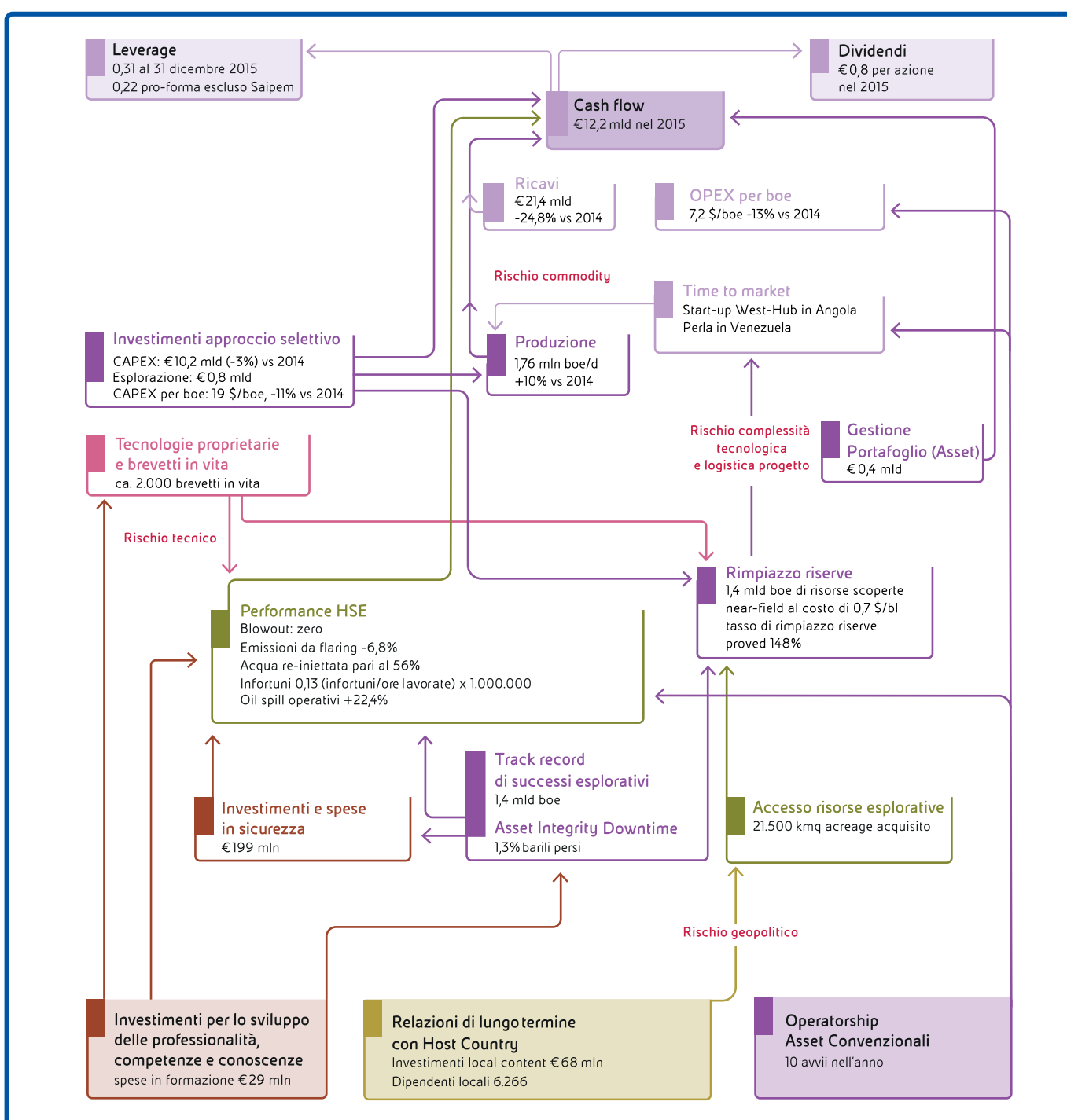
Obiettivi, driver di risultato e performance 2015

Il quadro sinottico riportato illustra le azioni intraprese su ciascun capitale e il contributo al raggiungimento degli obiettivi di business.

Si è provveduto a classificare le diverse azioni sulla base dei quattro obiettivi strategici che guidano i settori di attività di Eni. Le azioni qui riportate costituiscono le modalità di gestione delle varie forme di capi-

tale che meglio consentono di raggiungere i successi di business, da un lato riducendo i rischi e dall'altro aumentando la redditività.

In particolare sono evidenziate le connessioni tra azioni intraprese nell'ambito del business Upstream, capitali impiegati e risultati finanziari e non finanziari conseguiti nel 2015.



Nelle pagine seguenti sono riportati ulteriori KPI finanziari e non finanziari più significativi: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati indicatori che esprimono l'utilizzo di ciascun capitale

impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, umano, sociale e relazionale, naturale) nella realizzazione della strategia aziendale.

Obiettivi 2016-2019

	<ul style="list-style-type: none"> - Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative - Crescita della generazione di cassa nell'Upstream 	<ul style="list-style-type: none"> - Redditività e generazione di cassa sostenibile nel settore Gas & Power 	<ul style="list-style-type: none"> - Risultato operativo e free cash flow stabilmente positivi nel settore Refining & Marketing 	<ul style="list-style-type: none"> - Focus sull'efficienza
capitale finanziario	<ul style="list-style-type: none"> - Selettività degli investimenti - Riduzione costi operativi e di struttura - 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 logistica - Recupero redditività/ottimizzazione contratti B2B 	<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 - Crescita delle produzioni - Operatorship - Ottimizzazione project execution - Asset integrity - Gestione del portafoglio (assets) - Sviluppo progetti di generazione elettrica fonti rinnovabili 	<ul style="list-style-type: none"> - Presidio hub continentale - Valorizzazione Asset Back Trading - Integrazione con Upstream e valorizzazione progetti gas - Ottimizzazione impianti Power - Presidio evoluzioni regolatorie 	<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 - Knowledge management - Selezione, formazione e training on the job - Valorizzazione competenze interne - Promozione dei diritti umani e cultura integrity 	<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 - Insourcing attività
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 	<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 emissione GHG - 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 - Promozione dell'efficienza energetica 	<ul style="list-style-type: none"> - Promozione dell'efficienza energetica - Uso efficiente delle risorse

Performance 2015^(*)

Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'upstream					
			2013	2014	2015
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.475	10.524	10.234
	Opex per boe	(\$/boe)	8,3	8,4	7,2
	Cash flow per boe	(\$/boe)	31,9	30,1	20,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.535	6.602	6.890
	Vita utile residua delle riserve	(anni)	11,1	11,3	10,7
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	105	112	148
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	27,4	23,4	22,8
	- di cui CO ₂ eq da flaring		9,13	5,73	5,51
	Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO ₂ eq/kboe)	31,8	27,5	25,0
	Volume di idrocarburi inviati a flaring di processo	(milioni di metri cubi/giorno)	9,10	4,60	4,28
	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	1.728	936	1.146
	Acqua di formazione re-iniettata	(%)	55	56	56
Capitale sociale e relazionale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	53	63	71
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	2.370	2.016	2.088
	Domande di primo deposito brevettuale		8	15	8
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.352	12.681	12.728
	Dipendenti all'estero		8.219	8.147	8.156
	- di cui locali		6.476	6.441	6.266
	Dipendenti donne		2.442	2.462	2.453
	Numero di assunzioni		1.324	681	387
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,23	0,23	0,13
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	150	100	190
	N. risorse sottoposte a valutazione del potenziale durante l'anno/N. di fabbisogni pianificati nell'anno di riferimento	(%)	79	53	66
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)		65	62	63
	Spese in formazione	(€ milioni)	44,4	29,0	17,6

Redditività e generazione di cassa sostenibile nel settore Gas & Power					
			2013	2014	2015
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(622)	168	(126)
	Riduzione costi operativi	(%)	(10)	(15)	(28)
	Investimenti tecnici	(€ milioni)	229	172	154
Capitale produttivo	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	93,17	89,17	90,88
	Vendite di GNL		12,4	13,3	13,5
	Clienti in Italia	(milioni)	8,00	7,93	7,88
	Vendite di energia elettrica	(TWh)	35,05	33,58	34,88
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,3	10,1	10,6
	Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	408,78	410,67	410,09
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	(TWh)	23,14	21,04	22,34
	Emissioni di NO _x /kWheq (EniPower)	(gNO ₂ eq/KWheq)	0,16	0,15	0,14
	Emissioni di SO _x /kWheq (EniPower)	(gSO ₂ eq/kWheq)	0,017	0,001	0,001
	Prelievi idrici/kWheq prodotto(EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,017	0,017	0,015
Capitale sociale e relazionale	Grado soddisfazione clienti	(scala da 0 a 100)	80,0	81,4	85,6
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	56	43	7
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.791	4.469	4.388
	Dipendenti all'estero		2.550	2.437	2.402
	Dipendenti donne		1.537	1.411	1.363
	Numero di assunzioni		226	116	131
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,32	0,46	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	9	7	7
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	63	72	69
	Ore di formazione	(numero)	147.011	92.701	98.579
	Spese in formazione	(€ milioni)	1,9	1,2	1,9

(*) I dati relativi al personale non includono i dipendenti delle società consolidate con il metodo proporzionale. Per dettagli relativi ai dipendenti per settore coerenti con il perimetro di consolidamento della Relazione Finanziaria Annuale 2015 si veda pag. 72.

Risultato operativo e free cash flow stabilmente positivi nel settore Refining & Marketing

		2013	2014	2015
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(472)	(65)
	Margine di break-even della raffinazione	(\$/bl)		6
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	462	362
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.386	6.220
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	787	617
	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66	78
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ e _q)	5,2	5,3
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(a)	(tonnellate CO ₂ e _q /kt)	252,08	286,92
	Emissioni di SO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati ^(a)	(tonnellate SO ₂ e _q /kt)	0,53	0,32
	Emissioni di SO _x	(migliaia di tonnellate SO ₂ e _q)	10,80	5,70
Capitale sociale e relazionale	Indice soddisfazione clienti	(scala likert)	8,1	8,2
	Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione	(numero)	29.863	24.081
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	839	662
	Domande di primo deposito brevettuale		6	16
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.469	5.823
	Dipendenti donne		1.176	1.045
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,05	0,89
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	43	31
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	48	40
	Ore di formazione	(numero)	244.279	163.321
	Spese in formazione	(€ milioni)	3,3	2,5

Focus sull'efficienza

		2013	2014	2015
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	11.584	11.264
	Variazione del capitale di esercizio		121	2.148
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.108	74.067
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	11.675.939	10.606.496
	- di cui: Gas naturale		9.809.086	9.107.522
	- di cui: Prodotti petroliferi		1.767.269	1.423.944
	- di cui: Altri combustibili		99.583	75.030
	Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,54	1,67
	Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,0	77,8
Capitale umano	Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	1.193	1.037
	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	4.418	3.988
	Contenziosi dipendenti (totali)		869	864
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		326/869	370/864

[a] L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

Altre performance rilevanti				
		2013	2014	2015
Governance	Membri del CdA (numero)	9	9	9
	- esecutivi	1	1	1
	- non esecutivi	8	8	8
	- indipendenti ^(a)	7	7	7
	- non indipendenti	2	2	2
	- membri di minoranze	3	3	3
	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni (%)	17	26	27
	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni	29	35	34
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	29.176	28.597	28.246
	- uomini	21.672	21.227	20.992
	- donne	7.504	7.370	7.254
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	10.510	10.442	9.975
	- di cui dirigenti	97	83	71
	- di cui quadri	1.849	1.883	1.869
	- di cui impiegati	6.150	6.181	5.902
	- di cui operai	2.414	2.295	2.133
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri) (%)	23,5	23,8	24,2
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,43	0,33	0,19
	Indice di frequenza infortuni dipendenti (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,29	0,21
	Indice di frequenza infortuni contrattisti (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,35	0,18
	Fatality index della forza lavoro totale (infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,00	1,08	0,39
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili dipendenti (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,35	0,34
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili contrattisti (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,90	0,75	0,43
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili forza lavoro (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,75	0,62	0,40
Capitale sociale e relazionale	Investimenti e spese in sicurezza (€ milioni)	205	143	239
	Ore di formazione (migliaia di ore)	1.493	1.032	915
	Spese in formazione (€ milioni)	54,63	37,15	27,51
	Spese per il territorio (€ milioni)	100	96	97
	Fornitori utilizzati (numero)	13.573	11.342	9.268
	Procurato totale (€ milioni)	19.043	22.955	19.514
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale) (numero)	2.434	3.846	2.806
	Audit SA8000 effettuati (totale)	23	20	16 ^(b)
	Personale security Eni formato sui Diritti Umani	235	143	61
	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani (%)	83	95	85
Capitale intellettuale	Spese in R&S ^(c) (€ milioni)	142	134	139
	Domande di primo deposito brevettuale (numero)	35	50	22
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili	21	17	11
	Brevetti in vita	3.644	3.056	3.162
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (totali) (milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	43,9	38,9	38,5
	Emissioni di NO _x (tonnellate di NO ₂ eq)	74.657	62.238	66.523
	Emissioni di SO _x (tonnellate di SO ₂ eq)	22.062	19.124	10.501
	Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds) (tonnellate)	39.060	22.664	17.227
	Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)	2.103	1.578	1.763
	Numero totale di oil spill (> 1 barile) (numero)	382	362	247
	Volume totale di oil spill (> 1 barile) (barili)	7.764	15.562	16.450
	- da atti di sabotaggio	6.002	14.401	14.847
	- operativi	1.762	1.161	1.603
	Prelievi idrici totali (milioni di metri cubi)	1.193	1.037	872
	- di cui acqua di mare	1.114	968	801
	- di cui acqua dolce	61	59	58
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie	18	10	13

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

(b) Il dato include Audit SA8000 su 8 fornitori/sub-fornitori in Ecuador, Vietnam, Algeria, Ghana e 8 follow-up su Audit SA8000 svolti nel 2014 in Mozambico, Indonesia, Angola, Pakistan.

(c) Al netto dei costi generali e amministrativi.

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2013	2014	2015
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,23	0,23	0,13
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	31.264	28.488	21.436
Utile (perdita) operativo		14.868	10.766	(144)
Utile (perdita) operativo adjusted		14.643	11.551	4.108
Utile (perdita) netto adjusted		5.950	4.423	752
Investimenti tecnici		10.475	10.524	10.234
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	16,1	13,8	7,4
Opex per boe ^(b)		8,3	8,4	7,2
Cash Flow per boe ^(d)		31,9	30,1	20,1
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		19,2	21,5	19,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		71,87	65,49	36,47
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.619	1.598	1.760
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.535	6.602	6.890
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	11,1	11,3	10,7
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d)	(%)	105	112	148
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.352	12.777	12.821
di cui: all'estero		8.219	8.243	8.249
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	1.728	936	1.146
Acqua di formazione reiniettata	(%)	55	56	56
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	27,4	23,4	22,8
di cui: CO ₂ eq da flaring		9,13	5,73	5,51
Community investment	(€ milioni)	53	63	71

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

Performance dell'anno

- Nel 2015 prosegue il trend di miglioramento della performance della sicurezza con ulteriore riduzione dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale [-44%]. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività anche grazie alle continue campagne di sensibilizzazione HSE.
- Le emissioni di gas serra risultano in riduzione del 2,8% rispetto all'esercizio di confronto [-3,9% le emissioni da flaring]. Le continue azioni di efficienza energetica, razionalizzazione della logistica e progetti di contenimento delle emissioni hanno più che compensato gli effetti della crescita della produzione (in riduzione l'indice di performance emissioni/produzione pari al -9,1%). Inoltre il programma di riduzione di gas flared sul campo di M'Boundi (Eni 83%, operatore), avviato nel 2014, ha ricevuto l'Excellence award 2015 dalla World Bank Global Gas Flaring Reduction nell'ambito dell'iniziativa Zero Routine Gas Flaring 2030 in considerazione del significativo contributo alla riduzione delle emissioni.
- Il trend di acqua re-iniettata continua ad attestarsi su ottimi livelli per l'industria (56% nel 2015) e per il dodicesimo anno consecutivo registriamo zero blow out.
- Nel 2015 il settore E&P registra una riduzione di €3.671 milioni di utile netto adjusted pari all'83% rispetto al 2014, determinata dalla

flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas [-44,3% in media] che segue l'andamento del marker Brent e la debolezza del mercato del gas in Europa e Stati Uniti.

- La produzione di idrocarburi del 2015 è stata di 1.760 mila boe/giorno in aumento del 10,1% (rispetto al target del 5%), tasso di crescita più elevato dal 2001. Il ramp-up dei giacimenti avviati nell'anno contribuirà con circa 200 mila boe/giorno di nuova produzione nel 2016.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2015 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 54 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 148% (135% media dal 2010). La vita utile residua delle riserve è di 10,7 anni (11,3 anni nel 2014).

Esplorazione

- Sono state accertate 1,4 miliardi di boe di nuove risorse al costo unitario di 0,7 dollari/boe (rispetto a un target rispettivamente di 500 milioni di boe a un costo non superiore a 2 dollari/barile) prevalentemente in ambiti near-field con breve time-to-market e cash flow immediato e con

campagne di appraisal di recenti scoperte al fine di supportare la produzione. In particolare i principali successi sono stati realizzati in:

- Egitto, con la scoperta a gas di rilevanza mondiale presso il prospecto esplorativo Zohr (Eni 100%) nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento con un potenziale fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto avrà uno sviluppo accelerato grazie alle sinergie con le infrastrutture Eni presenti sia a mare sia a terra. Nel febbraio 2016 il progetto di sviluppo è stato approvato dalle autorità del Paese. Il first gas è previsto nel 2017;
 - Congo, dove l'esplorazione delle sequenze pre-sale del blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) continua a portare nuove scoperte a Eni e conferma l'efficacia delle proprie tecnologie esplorative su questi temi geologicamente complessi. Eni stima le risorse in posto di olio e gas delle scoperte nel blocco Marine XII in circa 5,8 miliardi di boe e con una produzione attuale di circa 15 mila boe/giorno;
 - Libia con attività near-field nell'area contrattuale D (Eni 50%) con scoperte a gas e condensati;
 - Ulteriori scoperte sono state effettuate in Egitto, Pakistan, Indonesia e Stati Uniti.
- In Angola ottenuta l'estensione di tre anni del periodo esplorativo relativo al Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) dove è stato avviato a fine 2014 il progetto West Hub.
- Nel Marzo 2016, Eni ha firmato con Chariot Oil & Gas un Farm-Out Agreement che prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore e una quota del 40% nei permessi esplorativi I-VI nella licenza Rabat Deep Offshore, nell'offshore del Marocco. Il completamento di questo accordo è subordinato all'autorizzazione da parte delle autorità marocchine, dei partner attuali e di altre condizioni sospensive.
- Ingresso nel settore petrolifero del Messico grazie alla firma di un Production Sharing Contract in qualità di operatore al 100% del Blocco 1 dove sono localizzate le scoperte Amoca, Miztón e Tecoailli in acque poco profonde con un potenziale di 800 milioni di barili di olio e 14 miliardi di metri cubi di gas in posto. Il piano di delineazione dei giacimenti che è stato sottoposto alle autorità del paese nel primo trimestre 2016, prevede la perforazione di 4 pozzi, con l'obiettivo di definire un piano di sviluppo sinergico e fast track.
- Finalizzato l'accordo preliminare con KazMunayGas per l'acquisizione del 50% dei diritti di ricerca e produzione del blocco di Isatay nel Mar Caspio.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 21.500 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in particolare in Egitto, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio, oltre il già citato Messico.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €820 milioni e hanno riguardato il completamento di 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 16,7% (25,1% in quota Eni). A fine esercizio risultano 80 pozzi in progress (41,6 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Conseguiti 10 start-up rilevanti programmati per il 2015 con 139 mila boe/giorno di nuova produzione, i principali sono stati:
- il giacimento giant a gas Perla (Eni 50%) nell'offshore venezuelano con un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di boe). Il conseguimento del plateau target di circa 34 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2020. La produzione è venduta alla società di Stato PDVSA in base a un contratto con durata fino al 2036;

- nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del Blocco 15/06 nell'offshore dell'Angola, il giacimento Cinguvu. Inoltre a inizio 2016 è stato avviato il terzo satellite M'Pungi portando la produzione complessiva a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni;
- Nené Marine e Litchendjili nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo. Il plateau complessivo dei due giacimenti nei prossimi 4 anni è stimato in circa 40 mila boe/giorno;
- Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%), nell'offshore dell'Angola, con picco produttivo stimato in circa 70 mila barili/giorno;
- i giacimenti Hadrian South (Eni 30%) e Lucius (Eni 8,5%) nell'offshore del Golfo del Messico, con una produzione giornaliera complessiva stimata in circa 23 mila boe/giorno;
- altri progetti sono stati avviati in Egitto, Regno Unito, Norvegia, Stati Uniti e Italia.

➤ In Mozambico, per effetto della finalizzazione dello "Unitization and Unit Operating Agreement" (UUOA), e in pieno accordo con tutti i Concessionari dei progetti, è stata avviata l'unitizzazione per lo sviluppo dei giacimenti di gas naturale a cavallo "straddling reservoirs" tra le Aree 4 (operata da Eni) e 1 (operata da Anadarko) del bacino offshore Rovuma. In base all'UUOA, lo sviluppo degli straddling reservoirs sarà eseguito inizialmente in maniera separata ma coordinata dalle due aree fino a quando non saranno prodotti 680 miliardi di metri cubi di riserve di gas naturale (340 miliardi di metri cubi per ognuna delle aree). Gli sviluppi successivi saranno condotti congiuntamente dai Concessionari dell'Area 4 e dell'Area 1. La FID del progetto Mamba nell'area operata da Eni è prevista nel 2017.

➤ In Egitto finalizzato un accordo petrolifero di valenza strategica che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni per lo sviluppo del potenziale minerario locale. Finalizzata la revisione di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1° gennaio 2015. L'esecuzione dell'accordo ha consentito di accelerare il recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi alle Compagnie di Stato.

➤ Nel febbraio 2016 è stato approvato da parte delle autorità del Mozambico la prima fase di sviluppo del giacimento Coral (Eni 50%, operatore) che prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.

➤ Firmati con la società di Stato indonesiana PT Pertamina i contratti di compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo Jangkrik (Eni 55%, operatore) per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi consentono di finalizzare lo sviluppo del giacimento.

➤ In Ghana conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni 47,22%, operatore) con first oil previsto nel 2017.

➤ Nel Marzo 2016, è stata avviata la produzione del giacimento a olio di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents, in Norvegia. La produzione raggiungerà 65 mila barili/giorno in quota Eni.

➤ Il programma Project Intégrée Hinda (PIH) nell'area di M'Boundi in Congo ha visto il coinvolgimento di circa 25.000 persone nel quinquennio 2011-2015, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali nell'ambito dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua.

➤ La sostenibilità del business nel medio lungo termine rimane fattore chiave nella strategia di crescita dell'upstream con iniziative di supporto allo sviluppo locale sempre più integrate

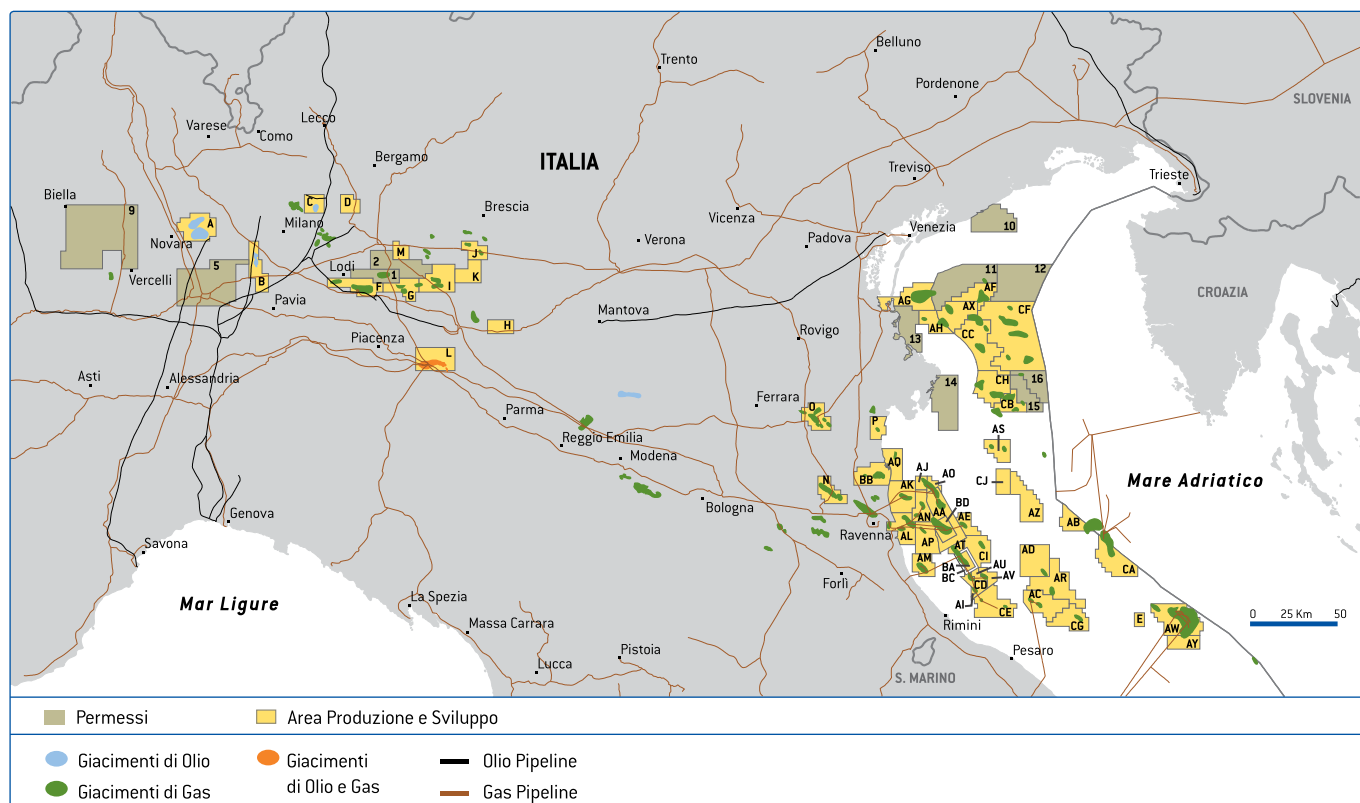
nelle attività di business. In particolare nel corso dell'anno sono stati avviati progetti in ambito sanitario, di accesso all'acqua potabile, istruzione, formazione professionale in Ghana e Mozambico; continuano le iniziative in Nigeria, Iraq ed Indonesia.

➤ Sono stati investiti €9.341 milioni nell'avanzamento di importanti

progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi [-12% a cambi costanti], in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakhstan, Congo, Indonesia, Italia e Stati Uniti.

➤ Nel 2015 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €78 milioni (€83 milioni nel 2014).

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2015 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 169 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 21.083 chilometri quadrati (16.975 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (51 nell'onshore e 64 nell'offshore) e permessi di ricerca (11 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2015 il 45% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Cervia/Arianina, Annamaria, Luna, Angela-Angelina, Hera Lacinia, Bonaccia e Porto Garibaldi. La produzione è operata attraverso 68 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione.

Sviluppo Le principali attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Barbara, Anemone, Annalisa, Armida e Guendalina; (ii) lo start-up del progetto Bonaccia NW e il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento Clara; e (iii) l'avvio del programma CLEAN SEA (Continuous Long-term Environment Monitoring and Asset Integrity at Sea), un sistema robotizzato per eseguire monitoraggi ambientali e ispezioni sugli impianti offshore.

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.

Il 31 marzo 2016, nell'ambito dell'indagine avviata dalla Procura della Repubblica di Potenza per affermati reati ambientali descritta nella sezione contenziosi alla pag. 190 della Relazione finanziaria annuale 2015, è stato disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. Il valore d'uso della relativa CGU utilizzato ai fini dell'impairment test 2015 è significativamente superiore al valore di libro, così da escludere

re che una interruzione della produzione anche della durata maggiore fra quelle attualmente prevedibili comporti una rettifica dei valori di libro al 31 dicembre 2015.

Sviluppo Prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare nel 2015: (i) è stata realizzata una nuova linea di trattamento gas in grado di migliorare le capacità di trattamento del centro olio e le relative performance ambientali; (ii) prosegue l'attuazione del 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 di produzione e commercializzazione di prodotti agricoli e trasformazione agro-alimentare.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2015 hanno prodotto circa l'11% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tresauro, Giaurone, Fiumetto e Prezioso.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, hanno avuto inizio gli studi propedeutici al progetto offshore di sviluppo Argo Cluster.

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 9.904 chilometri quadrati (3.114 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2015 la produzione Eni nel Paese è stata di 105 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

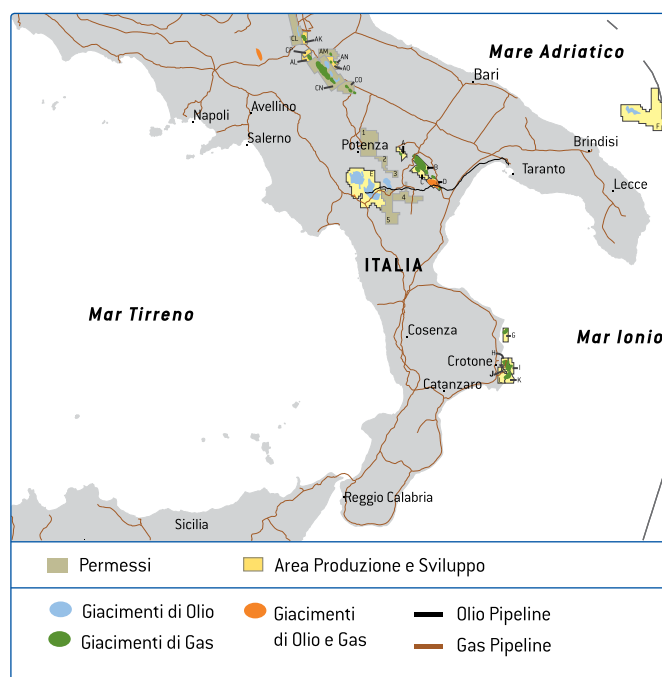
Produzione Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkil (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2015 hanno fornito il 74% della produzione Eni del Paese. Le facility 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'avvio: (i) del progetto Asgard Subsea Compression che rappresenta il primo progetto al mondo di compressione gas a fondo mare e che permetterà di ottimizzare la produzione dei giacimenti Mitgard (Eni 14,8%) e Mikkil; e (ii) della FSU di Heidrun (Eni 5,2%).

Esplorazione Eni partecipa in 30 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 2015 ha prodotto circa 24 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 23% 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.

A inizio anno è stata avviata la produzione di Eldfisk 2 (Eni 12,39%).

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk.

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

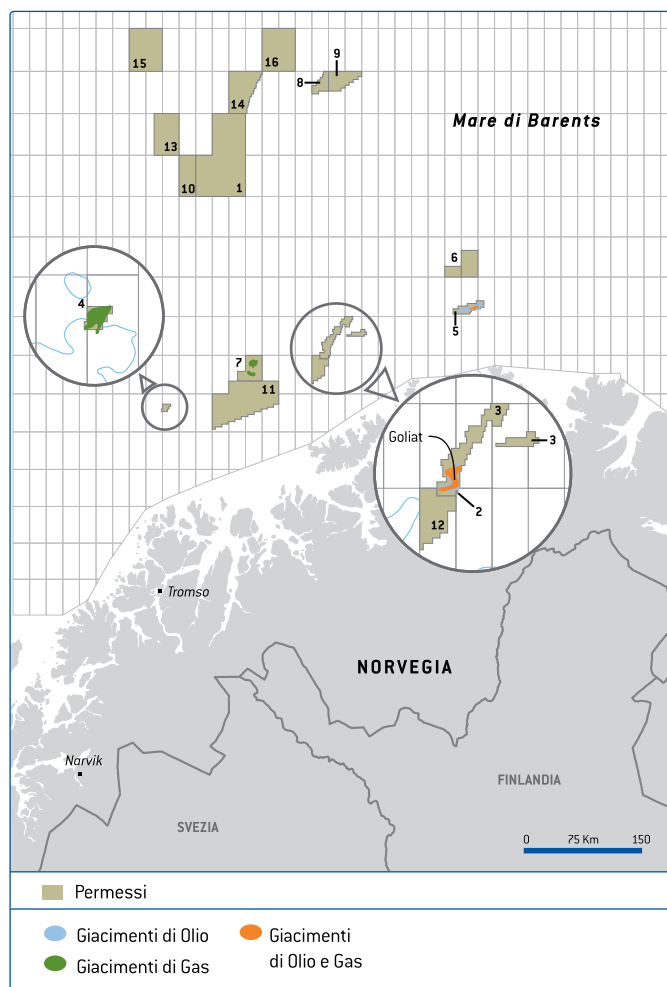
Nel 2015, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa PL 044C con una quota del 13,12%.

Mare di Barents

Eni partecipa in 16 licenze, di cui 11 come operatore nel Mare di Barents. 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.

Produzione Nel Marzo 2016, è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Il picco di produzione è stimato in 65 mila barili/giorno in quota Eni. La produzione avverrà attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi, di cui 12 sono pozzi di produzione, 7 serviranno a iniettare l'acqua nel giacimento e 3 per iniettare gas, che saranno allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare l'impatto ambientale.

Il progetto Goliat dispone, inoltre, di un sistema avanzato per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, attrezzature e tecnologie, che è stato testato nel corso del 2015 confermando



come il programma soddisfa tutti i requisiti stabiliti dalle Autorità norvegesi. Tale risultato è stato ottenuto anche grazie al progetto Costal Oil Spill Preparedness Improvement Program (COSPIP), lanciato da Eni in collaborazione con altre major oil company ed istituti di ricerca internazionali e nazionali.

Esplorazione Nel 2015, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa e 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 e nel Mare d'Irlanda per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 2.442 chilometri quadrati (1.905 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2015, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 76 mila boe/giorno.

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

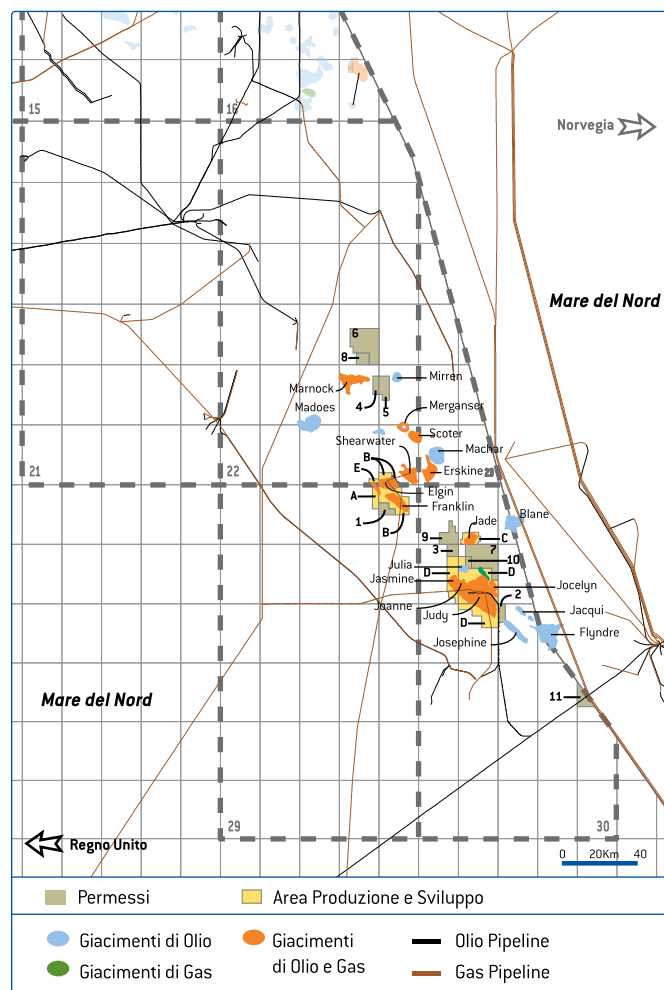
Produzione Eni partecipa in 5 aree produttive, di cui come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%) e Hewett Area (Eni 89,3%). Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), J-Block e Jasmine (Eni 33%), Jade (Eni 7%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2015 hanno fornito il 59% della produzione Eni del Paese.

È stata avviata la produzione della fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con il completamento di due pozzi produttori.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato le attività di drilling per completare lo sviluppo del giacimento Jasmine.

Esplorazione Eni partecipa in 26 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 7% e il 100%, 16 dei quali operati.

Nel 2015, Eni si è aggiudicata quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale con quote tra il 9,13% e il 100% ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale con una quota del 100%.



Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2015 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 96 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 nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro-orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, operati da Eni: (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 non operati 404 e 208 con una quota del 12,25%. 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 2015 l'area ha fornito circa il 22% della produzio-

ne 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 HBNS operato dal Groupe-ment Berkine.

Le attività dell'anno hanno riguardato azioni di infilling e production optimization su tutta l'area.

Nel 2015 è stata ottenuta dalle Autorità l'estensione di cinque anni del campo operato di Rom Est (Eni 100%).

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2015 l'area ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti. L'attività dell'anno ha riguardato la perforazione di nuovi pozzi e interventi di production optimization.

Blocco 403

Produzione Nel 2015 l'area ha fornito circa il 10% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW. Le attività dell'anno hanno riguardato azioni di infilling e production optimization su tutta l'area.

Blocco 404

Produzione Nel 2015 l'area ha fornito circa il 21% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS. Le attività dell'anno hanno riguardato azioni di infilling e production optimization su tutta l'area.

Blocco 405b

Produzione Nel 2015 l'area ha fornito circa il 16% 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 oltre 30 mila boe/giorno in quota Eni.

Blocco 208

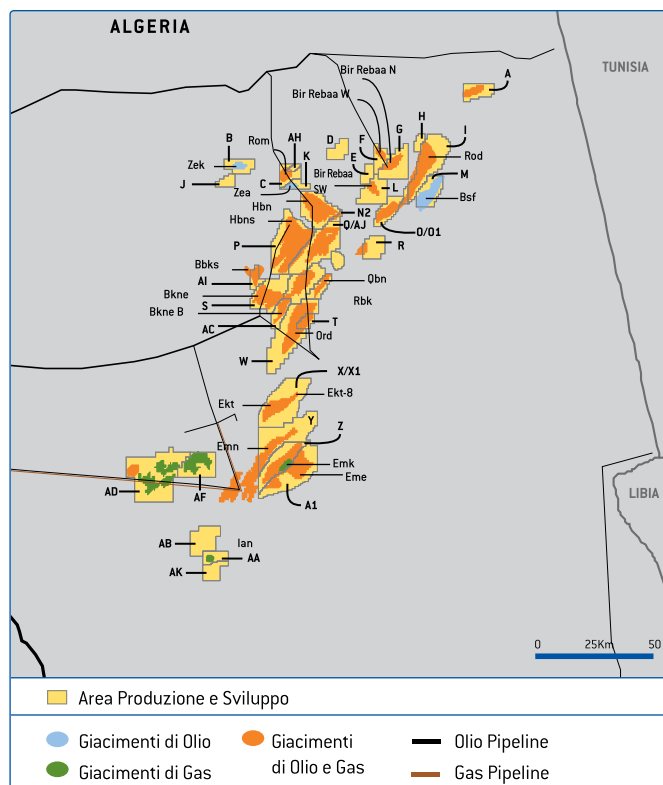
Produzione Nel 2015 il blocco ha fornito circa il 18% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal giacimento El Merk. La produzione è trattata presso un impianto della capacità di 17 milioni di metri cubi/giorno di gas e con due treni di trattamento olio da 65 mila barili/giorno ciascuno. L'attività dell'anno ha riguardato principalmente interventi di infilling e production optimization.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2015 la produzione di idrocarburi è stata di 189 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa l'11% della produzione annuale di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.452 chilometri quadrati (9.668 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belayim (Eni 100%) e nel Western Desert, essenzialmente nella concessione Melehia (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%) con produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni del Delta del Nilo di North Port Said (Eni 100%), di El Tamsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore) e di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2015, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 92% della produzione in quota Eni del Paese.

Nel Marzo 2015, Eni e il Ministro del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano hanno firmato un accordo quadro che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stata definita con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1° gennaio 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato. Nel novembre 2015, così come previsto dall'accordo, sono stati firmati tre emendamenti per le concessioni di Sinai 12 (Eni 100%) e Abu Madi (Eni 75%), North Port Said e Baltim, per permettere l'attuazione di progetti da realizzare nei prossimi anni per far fronte alle crescenti esigenze energetiche della domanda locale egiziana. Inoltre è stato firmato anche un nuovo accordo di Concessione per l'area di Ashrafi (Eni 25%). Alcune delle attività previste sono in fase di esecuzione e un pozzo aggiuntivo nella concessione di Baltim è già in produzione.

È stata effettuata la scoperta giant a gas di Zohr nella licenza operata di Shorouk (Eni 100%) nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento ha il potenziale di contenere fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. La scoperta potrà assicurare indipendenza energetica al Paese per molti anni. Nel febbraio 2016, il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo del giacimento a gas. Il first gas è previsto a fine 2017. Inoltre è stato perforato con successo il pozzo Zohr 2X, primo pozzo di delineazione della scoperta. Il programma di delineazione prevede la perforazione di ulteriori 3 pozzi.



Nel corso del 2015 sono stati ratificati i Concession Agreement relativi ai blocchi: (i) South-West Melehia (Eni 100%) nel deserto occidentale; (ii) Karawan (Eni 50%, operatore) e North Leil (Eni 100%) nell'offshore profondo del Mediterraneo; (iii) North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%) nell'offshore del Nile Delta, queste ultime in attesa di ratifica da parte delle Autorità del Paese.

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 97 mila barili/giorno (64 mila in quota Eni) nel 2015.

Sviluppo Sono state eseguite attività di perforazione di pozzi di infilling nell'area di Sinai 12 al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo.

Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto pilota di Chemical Enhanced Oil Recovery per ottimizzare il recupero del potenziale minerario sul giacimento di Belayim.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo a olio di Sidri-18 nella concessione Abu Rudeis (Eni 100%).

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2015 la produzione della concessione è stata di circa 25 mila boe/giorno (circa 18 mila in quota Eni), circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati. Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno 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 2015 la produzione della concessione è stata di circa 40 mila boe/giorno (circa 12 mila in quota Eni); circa 5 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 5 mila barili/giorno di condensati.

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

Ras el Barr

Produzione Nel 2015 la produzione dell'area è stata di circa 83 mila boe/giorno (circa 25 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taurt e Seth.

Sviluppo Nel corso dell'anno è stato avviato il progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3.

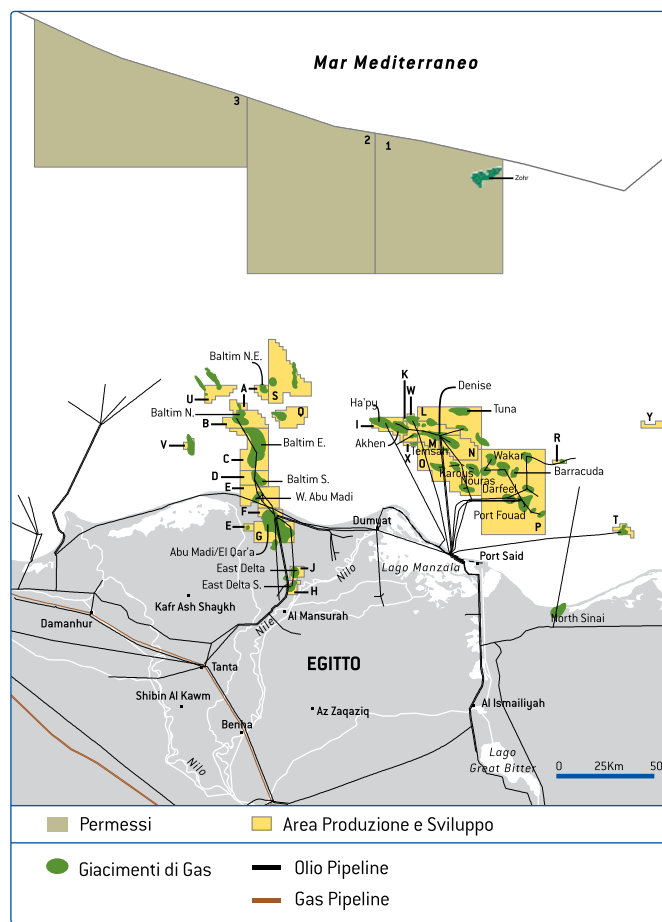
El Tamsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tamsah, Denise, Tuna e DEKA la cui produzione nel 2015 è stata di circa 115 mila boe/giorno (circa 32 mila in quota Eni); circa 17 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati in quota Eni.

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

Esplorazione nel Delta del Nilo

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas



nel prospetto esplorativo Nooros, situato nella licenza di Abu Madi West (Eni 75%). Le stime preliminari indicano che il giacimento possa contenere 15 miliardi di metri cubi di gas in posto, con ulteriore potenziale, a cui si sommano i condensati associati al gas. Il nuovo giacimento è stato messo in produzione a solo 2 mesi dalla scoperta attraverso il suo collegamento alla centrale di trattamento del gas di Abu Madi. Inoltre nel febbraio 2016 è stato perforato con successo il pozzo Nidoco North 1X. L'avvio della nuova scoperta è previsto nel secondo trimestre 2016 e consentirà di raggiungere una produzione complessiva dell'area pari a 45 mila boe/giorno.

Western Desert

Produzione Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleha, Ras Qattara, West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 100%) prevalentemente di petrolio. Nel 2015, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 16% 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, in particolare nella concessione Meleha.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio e gas con il pozzo Meleha West Deep nella concessione Meleha.

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 è 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 NC 125 (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 Bourì (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC 41 e NC 169 (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 recente passato la Libia è stata uno dei Paesi maggiormente esposti a rischio politico per Eni. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, 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. Nel 2015 l'attività produttiva in Libia è stata regolare e ha erogato 365 mila boe/giorno, il livello più elevato dal 2010. Nell'ipotesi di sviluppi geopolitici di maggiore rilevanza quali la ripresa del conflitto interno, atti di guerra, sabotaggi, tensioni sociali, proteste di massa e altri disordini civili Eni potrebbe essere costretta per il venir meno delle condizioni di sicurezza a interrompere in parte o in tutto le attività produttive presso gli impianti localizzati nel Paese per periodi più o meno prolungati.

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.

Nel gennaio 2015 Eni e la compagnia di Stato NOC hanno firmato un accordo che sancisce la vendita durante il quadriennio 2015-2018 del gas associato alla produzione di olio del giacimento Bu Attifel nell'area contrattuale B.

Le attività di sviluppo dell'area D hanno riguardato: (i) il collegamento e lo start-up di 3 pozzi di infilling oltre ad attività di ottimizzazione della produzione nel campo di Wafa; (ii) l'avvio della seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam con l'inizio della campagna di perforazione e l'assegnazione del contratto EPC per la realizzazione del sistema sottomarino di collegamento agli impianti di trattamento onshore.

L'attività esplorativa near-field ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D con scoperte a gas e condensati: (i) nel prospetto esplorativo offshore Bahr Essalam Sud, in prossimità del giacimento in produzione di Bahr Essalam; (ii) nel prospetto esplorativo offshore Bourì Nord, in prossimità del giacimento in produzione di Bourì. Questi ritrovamenti confermano il grande potenziale di risorse di gas naturale ancora presenti nel Paese.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 12 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 3.600 chilometri quadrati (1.558 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.

Africa Sub-Sahariana

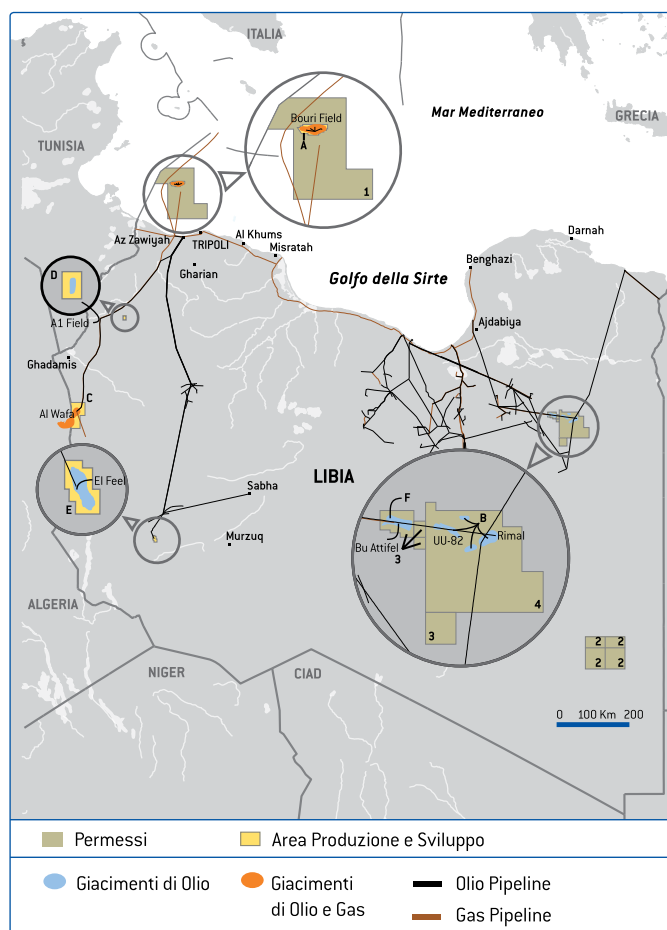
Angola

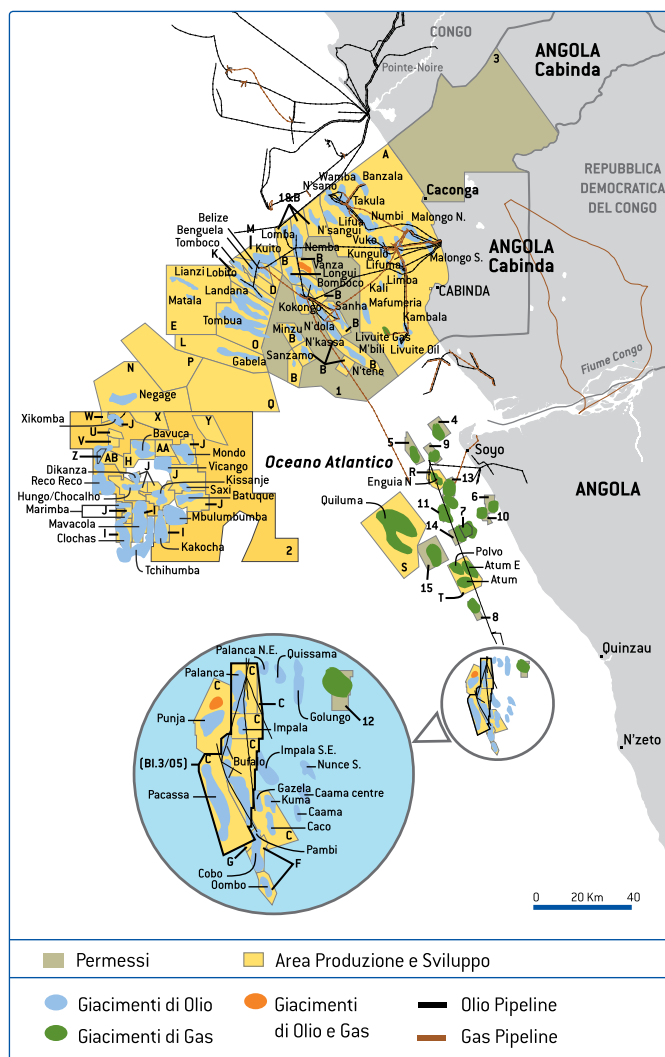
Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 101 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.296 chilometri quadrati (4.404 in quota Eni). Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con il progetto West Hub avviato nel 2014 e lo sviluppo del progetto East Hub con start-up previsto nel 2017.

Altri blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) in Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area dell'ex Blocco 3 (Eni 12%) nell'offshore del bacino del Congo; (iii) le Development Area del Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (Eni 10%) dove è stata completata l'unitizzazione con l'area del Congo-Brazzaville; e (v) 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 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 corso del 2015 Eni e la compagnia di Stato Sonangol hanno firmato alcuni accordi che rafforzano la partnership strategica e operativa e che includono: (i) l'aggiornamento degli attuali piani di sviluppo della raffineria di Lobito di proprietà della compagnia di Stato angolana, con il supporto di Eni e delle sue competenze nel settore, anche sfruttando le potenziali sinergie derivanti dalle raffinerie già esistenti; e (ii) nell'ambi-





to della strategia Eni di assicurare energia accessibile nel Paese, lo stato di avanzamento della valutazione delle risorse di gas nel Lower Congo Basin per fornire energia al mercato interno, sostenendo l'economia locale e lo sviluppo di progetti agricoli che favoriscono la diversificazione dell'economia del 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 2015 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 289 mila barili/giorno (circa 28 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 17 mila barili/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (circa 11 mila barili in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di flaring down sul giacimento Nemba, con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; e (ii) le attività a progetto sul giacimento Mafumeira con start-up previsto alla fine del 2016.

Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling ed esplorative near-field.

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato ad una nave di stoccaggio, tramite il terminale di Palanca,

prima di essere esportato. Nel 2015 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 49 mila barili/giorno (circa 4 mila in quota Eni).

È stata avviata la produzione del campo Gazela con una produzione pari a circa 3 mila barili/giorno.

Blocco 14

Produzione Nel 2015 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 114 mila barili/giorno (circa 16 mila in quota Eni) pari a circa il 14% 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).

È stata avviata la produzione del progetto Lianzi (Eni 10%) nel Blocco 14K/A IMI con lo start-up dei primi due pozzi che hanno raggiunto alla fine dell'anno il livello produttivo di circa 25 mila barili/giorno. È stato conseguito l'avvio di un ulteriore pozzo nel corso del 2016 che consentirà di raggiungere il picco produttivo pari a 35 mila barili/giorno.

Blocco 15

Produzione Nel 2015 il blocco ha prodotto circa 326 mila boe/giorno (circa 37 mila in quota Eni). I principali giacimenti in produzione localizzati nell'area di scoperta denominata Kizomba sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nell'agosto 2004 nell'ambito della fase A di sviluppo delle riserve di Kizomba; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel luglio 2005 nell'ambito della fase B di Kizomba; (iii) il progetto Kizomba satelliti-fase 1, avviato nel 2012, e fase 2, avviato nel 2015. Nel 2015 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 289 mila barili/giorno (circa 34 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2015 hanno prodotto complessivamente circa 37 mila barili/giorno (circa 3 mila in quota Eni).

Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO.

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 dicembre 2010, ed East Hub, sanzionato nel settembre del 2013.

Il progetto West Hub, in produzione dalla fine del 2014, rappresenta la prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'Goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo. Nell'aprile 2015 è stata avviata la produzione del giacimento Cinguvu che fa seguito all'avvio di Sangos, e nel gennaio 2016 è stata avviata la produzione del campo di M'Pungi che porta la produzione complessiva dell'area a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni.

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.

Eni e Sonangol hanno concordato le revisioni contrattuali necessarie a supportare gli investimenti del Blocco 15/06, dove nel gennaio 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, presso Soyo, 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.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2015 è stata di 103 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 2.737 chilometri quadrati (1.354 in quota Eni).

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%), Nené Marine (Eni 65%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2015 di circa 75 mila boe/giorno. I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 28 mila boe/giorno.

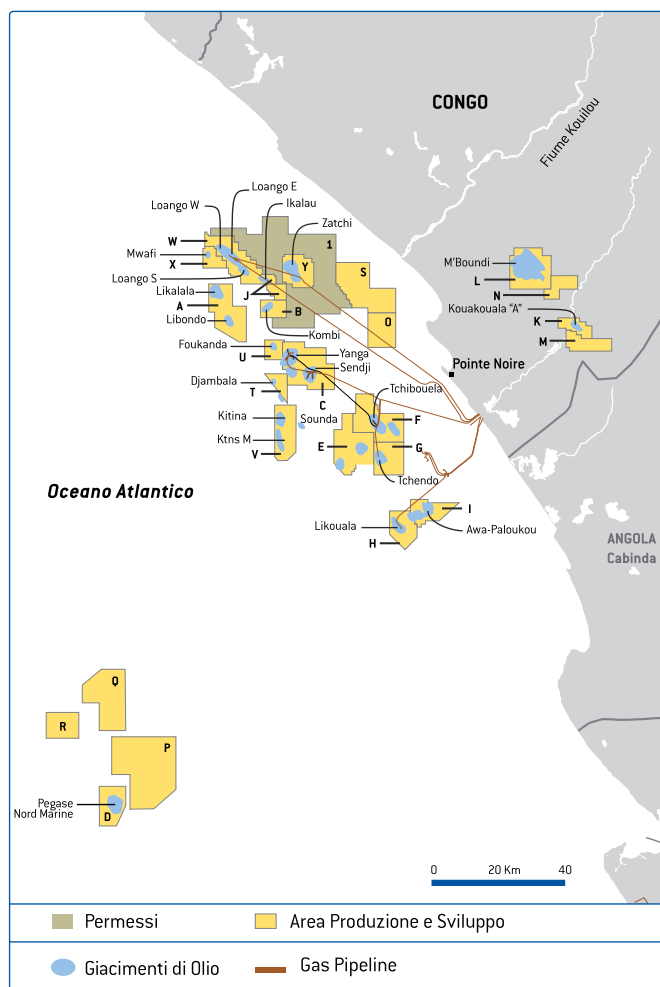
È stata avviata la produzione del giacimento di Litchendjili nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), attraverso l'installazione di una piattaforma di produzione, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Il picco produttivo di Litchendjili in quota Eni è di 14 mila boe/giorno ed è atteso nel corso del 2016. La produzione gas del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC (Eni 20%) a cui si aggiungerà la produzione olio con i prossimi pozzi di sviluppo.

Sviluppo Prosegue l'attività di sviluppo del giacimento in produzione di Nené Marine, avviato nel 2014, nel blocco Marine XII con il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi produttivi. Nel 2015 è stata sanzionata la FID della fase 2 di sviluppo del giacimento Nené Marine, con start-up previsto nel secondo semestre 2016.

È stato completato il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le attività programmate del PIH nel quinquennio 2011-2015 hanno riguardato i settori dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali. Del progetto hanno beneficiato 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.

Il programma di flaring down dell'area M'Boundi ha permesso il raggiungimento, di fatto, dello zero flaring, con una riduzione di circa 2,1 milioni di metri cubi/giorno di gas flared. In particolare, il gas associato è utilizzato: (i) per 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 con una potenza installata di 300 MW. Nel 2015 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 14 mila boe/giorno in quota Eni. Inoltre, nel corso del 2015, è stato definito un accordo quadro di collaborazione per l'espansione della centrale elettrica CEC, volto a promuovere lo sviluppo energetico per contribuire alla crescita del Paese.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco Marine XII: (i) con il pozzo di appraisal Minsala N1, confermando il potenziale minerario dell'omonima scoperta; e (ii) con la scoperta Nkala Marine. La scoperta è stimata con un potenziale di circa 250-300 milioni di boe. Le numerose scoperte realizzate nelle sequenze pre-sale nel blocco Marine XII confermano l'efficacia delle tecnologie esplorative Eni, con risorse in posto scoperte di olio e gas stimate in circa 5,8 miliardi di boe.



Ghana

Eni è presente in Ghana dal 2009 ed è attualmente l'operatore con una quota del 47,22% del permesso esplorativo Offshore Cape Three Points (OCTP) regolato da un accordo di concessione.

Nel Marzo 2016, Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%), nell'offshore del Paese.

Sviluppo Le attività sono concentrate sullo sviluppo delle riserve di olio e gas dell'area OCTP. Nel corso del 2015 è stato definito e firmato con le Autorità del Paese il Gas Sale Agreement e i relativi accordi di garanzia per la vendita del gas naturale del progetto OCTP, sanzionato e approvato dal Ministro del Petrolio nel dicembre 2014.

Il programma di sviluppo integrato petrolio e gas naturale prevede la messa in produzione delle scoperte Sankofa, Sankofa East e Gye Nyame, con lo start-up della produzione di petrolio nel 2017 e first gas nel 2018. Il progetto prevede il picco produttivo di circa 40 mila boe/giorno in quota Eni nel 2019.

Nel corso dell'anno le attività a progetto hanno riguardato: (i) l'assegnazione dei principali contratti per la realizzazione della FPSO e la realizzazione delle facility offshore; e (ii) l'avvio delle attività di drilling di sviluppo con la perforazione di 5 pozzi. Inoltre durante il 2015 è stato definito un piano di Livelihood Restoration a favore della popolazione dell'area. Sulla base del modello di cooperazione Eni, è stato definito, con il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese. Le principali attività in corso riguardano l'area occidentale del Paese (Western Region) con la prosecuzione del Progetto Salute di cui beneficeranno oltre 300.000 persone. In particolare il progetto include: (i) la costruzione di 8 ambulatori medici, di cui 6 già realizzati;

(ii) la ristrutturazione di 9 ambulatori già presenti nel territorio, di cui 2 già ultimati; (iii) la costruzione e ristrutturazione di un ulteriore reparto di maternità oltre a quello già inaugurato nel corso dell'anno; e (iv) sono state consegnate 5 ambulanze mentre proseguono le attività di training a personale medico e paramedico nonché la fornitura di ulteriori attrezzature mediche.

Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006 ed è operatore con una quota del 50% dell'Area esplorativa 4 nel bacino offshore di Rovuma. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a esito di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di solo 3 anni. Ad oggi sono state accertate riserve in posto pari a circa 2.500 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area.

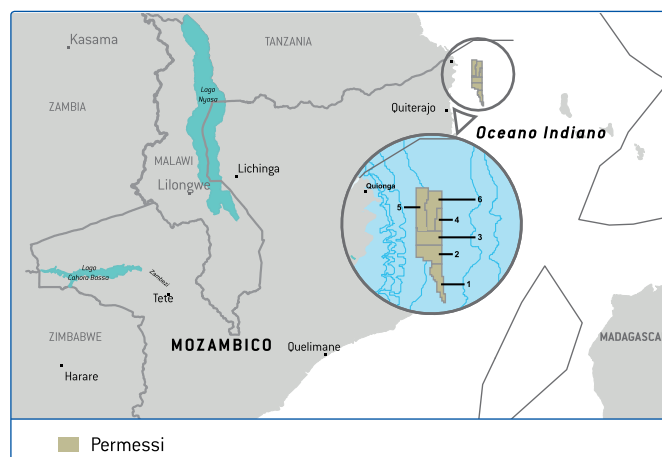
Nell'ottobre 2015 Eni si è aggiudicata l'operatorship del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 34%) nelle acque profonde dello Zambesi, di una superficie di circa 5.000 chilometri quadrati.

Sviluppo Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle riserve straddling di Mamba.

Nel novembre 2015, in accordo con il Decreto Legge approvato nel dicembre 2014 che definisce il regime fiscale del Rovuma Basin e le regole per i progetti di liquefazione onshore, i concessionari di Area 4 (operata da Eni) e Area 1 (operata da Anadarko) hanno firmato lo Unitization and Unit Operating Agreement (UUOA) che regola lo sviluppo degli straddling reservoirs a gas di Mamba e Prosperidade. Inoltre è stata sottoposta congiuntamente dai due operatori alle Autorità l'allocazione delle aree onshore per la realizzazione degli impianti di liquefazione. Il progetto Mamba prevede nella fase iniziale la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate/anno e la perforazione di 16 pozzi sottomarini, con start-up nel 2022, per la produzione di 340 miliardi di metri cubi di gas secondo il piano di sviluppo indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1. La FID è prevista nel 2017.

Nel febbraio 2016 il programma di sviluppo della prima fase della scoperta Coral è stato approvato da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas attraverso la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas (Floating LNG-FLNG) con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate/anno, alimentato da 6 pozzi sottomarini con start-up nel 2021. Il progetto ha ottenuto nel settembre 2015 la Environmental License alla fine di un processo di valutazione ambientale e sociale che ha coinvolto le comunità locali e le Autorità del Paese. Sono state emesse le contracts' award recommendation per le fasi di costruzione, installazione e commissioning della FLNG e di fornitura degli impianti sottomarini nonché dei rig per il drilling. Inoltre è stato finalizzato il contratto di lungo termine di vendita del GNL. La FID è prevista nel 2016, a seguito dell'approvazione di tutti i contratti e degli accordi commerciali da parte delle autorità Mozambicane e dai partner del progetto.

Sulla base del modello di cooperazione Eni è stato definito, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese e che sarà parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida del programma prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni e nel rispetto della biodiversità. In particolare nel corso del 2015 sono stati completati alcuni progetti: (i) Water Wells Project per migliorare l'accesso all'acqua presso l'area di Palma attraverso un sistema di water management che include la formazione di comitati di gestione locali per garantire la sostenibilità sul lungo termine dell'iniziativa; (ii) interventi nell'ambito di educazione primaria, secondaria e formazione professionale; (iii) la fornitura di energia elettrica alla scuola elementare dell'area di Pemba a sostegno



dell'alfabetizzazione; e (iv) la riabilitazione di alcune strutture dell'ospedale di Pemba ed interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2015 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 137 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 32.015 chilometri quadrati (7.432 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 19 blocchi onshore e con una quota del 12,86% in 2 blocchi dell'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%).

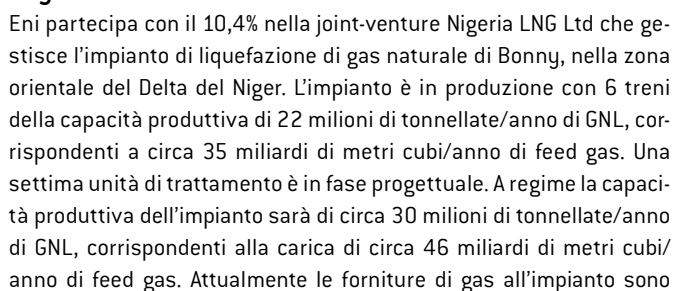
Nel corso dell'anno sono proseguiti i programmi di sostegno della popolazione locale con iniziative nei campi delle infrastrutture pubbliche, dei servizi d'istruzione, programmi sanitari, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

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 2015 oltre il 40% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 58 mila boe/giorno. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto di Obiafu-Obrikom della capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico delle petroliere a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa delle riserve di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Kwale-Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2015 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 12 mila boe/giorno (circa 3 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo dell'area: (i) il programma di flaring down e valorizzazione del gas associato continua pres-



assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata residua di diciotto anni dalle produzioni della SPDC JV e della NAOOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura media del prossimo quadriennio pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,5 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co. Nel corso dell'anno sono state varate sei nuove metaniere.

Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan. Nel giugno 2015 Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo che stabilisce le condizioni per il trasferimento a Eni di una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il perfezionamento dell'accordo avverrà una volta ottenute le approvazioni di legge richieste. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Inoltre, a seguito del completamento del FEED, sono state avviate le attività per l'assegnazione dei contratti relativi alla costruzione di un cantiere navale a Kuryk, così come previsto dagli accordi siglati nel 2014.

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) 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.

Il 13 giugno 2015 è stato completato 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 i costi, prevede che la società NCOC NV, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan.

Nel Dicembre 2015, le autorità Kazakhe hanno approvato l'amendment 5 al piano di sviluppo della Fase 1 del progetto Kashagan (la cosiddetta Experimental Program) che ha definito l'aggiornamento dello schedule e del budget del progetto e le attività di sostituzione delle pipeline danneggiate a seguito dell'incidente occorso subito dopo lo start-up di Settembre 2013 che aveva costretto il Consorzio all'interruzione della produzione.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di sostituzione delle due pipeline danneggiate. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che la produzione raggiunga la capacità totale della Fase 1 dello sviluppo, pari a 370 mila barili/giorno, nel corso del 2017.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Karachaganak

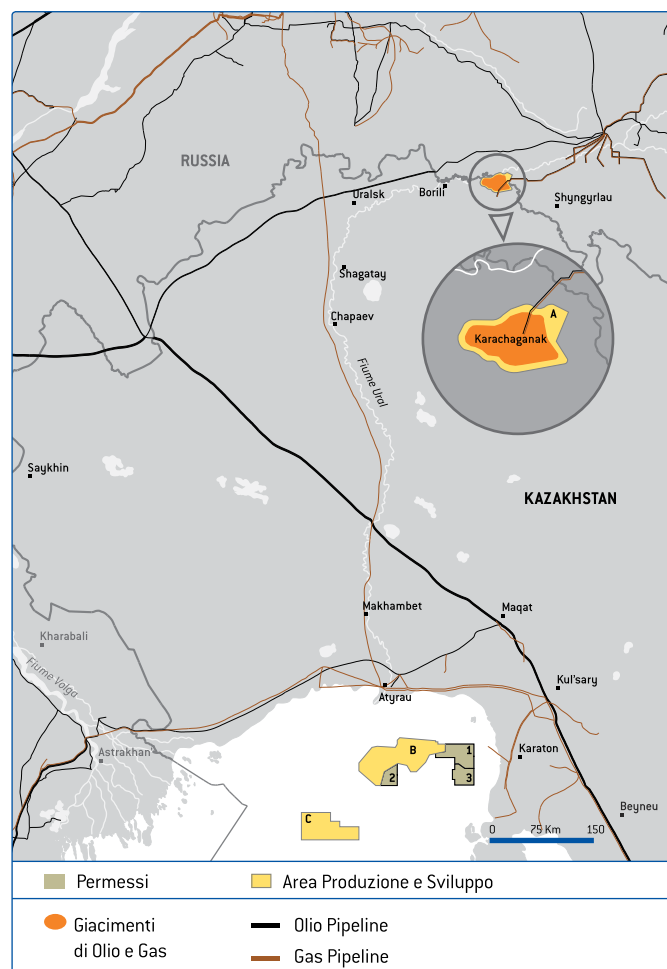
Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement della durata di 40 anni, fino al 2037. Eni e British Gas sono co-operatori.

Nel giugno 2015 è stato definito l'accordo di estensione fino al 2038 del Gas Sales Agreement del giacimento Karachaganak. L'accordo garantisce la fornitura degli attuali volumi di gas all'impianto di trattamento di Orenburg, ponendo le basi all'implementazione di nuovi progetti per mantenere il livello dei volumi prodotti di liquidi e gas.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 239 mila barili/giorno di liquidi (56 mila in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 48% 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. Circa il 93% 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 del giacimento Karachaganak 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. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata ai progetti di sviluppo in corso, nel 2015 è stato avviato, in conformità alle best practices e standard internazionali, un progetto per la rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Resto dell'Asia

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 17 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 34.633 chilometri quadrati (25.124 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 operatore con il 55%) 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.

Nel giugno 2015 Eni e i partner del progetto Jangkrik hanno firmato con la società PT Pertamina due accordi per la vendita a partire dal 2017 di 1,4 milioni di tonnellate/anno di GNL.

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 di valutazione successiva alla scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in place.

Iran

Le attività Eni nel Paese hanno riguardato esclusivamente il recupero dei costi sostenuti in passato per lo sviluppo di progetti petroliferi riconsegnati alle first party iraniane. Si ritiene che tali attività, anche alla luce del recente accordo tra Iran e i paesi occidentali che ha portato alla parziale rimozione delle sanzioni, non rappresentino violazione di alcuna normativa applicabile.

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).

Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 41,6%) che nel 2015 ha prodotto 40 mila barili/giorno in quota Eni.

A inizio marzo 2016 sono stati infatti avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities – IPF) che assieme a quelli già esistenti, ristrutturati e ammodernati, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair a circa 650 mila barili/giorno e consentiranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Oltre alle operazioni di trattamento, questi impianti hanno una capacità di iniezione di acqua in giacimento di 300 mila barili/giorno, che sarà determinante per aumentare la produzione di idrocarburi di Zubair.

Sviluppo Sono in fase di completamento le attività relative alla fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) del giacimento Zubair.

Il progetto include una ulteriore fase di sviluppo (Enhanced Redevelopment Plan), le cui attività sono state avviate nel 2014, per il raggiungimento del plateau di produzione di 850 mila barili/giorno.

Nel Settembre 2015, Occidental of Iraq LLC, uno dei partner di Eni Iraq BV nel progetto Zubair, ha comunicato la sua decisione di uscire dal progetto Zubair e nel Dicembre 2015 SOC, la compagnia petrolifera di Stato irachena, ha manifestato la volontà di subentrare a Occidental of Iraq LLC. Sono in corso negoziati tra le parti coinvolte.

Proseguono le iniziative a supporto delle comunità locali, in particolare nell'ambito dell'istruzione, attraverso la ristrutturazione di edifici scolastici e progetti a supporto delle attività didattiche.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 41 mila boe/giorno, prevalentemente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.876 chilometri quadrati (8.810 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 2015 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.

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 2015, la produzione in quota Eni è stata di 11 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

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. 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 dell'area; (ii) attività mirate al miglioramento delle condizioni di sicurezza, efficienza e tutela ambientale.

America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 11 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 2033. L'estensione di dieci anni è stata firmata nel Dicembre 2015.

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 Sono state avviate le attività preliminari sui progetti di Villano Fase VI e Oglan.

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

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 3.918 chilometri quadrati (2.118 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2015 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 98 mila boe/giorno.

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

Golfo del Messico

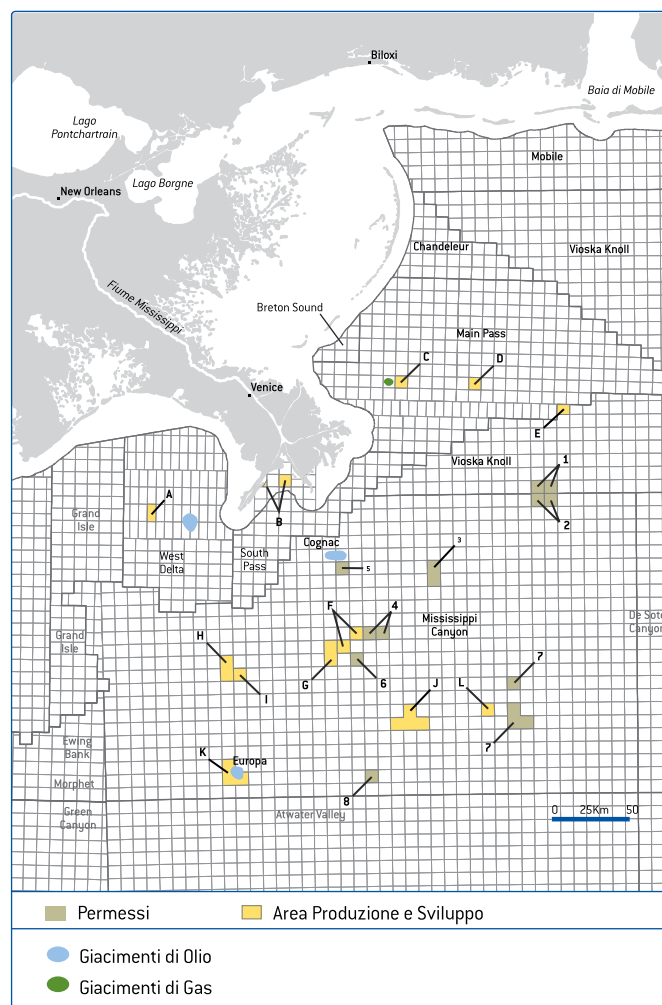
Eni partecipa in 128 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 73 come operatore. Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio, è stata completata la vendita di alcuni asset produttivi minori.

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%), Thunder Hawk (Eni 25%) e Frontrunner (Eni 37,5%).

Nel corso dell'anno sono stati avviati: (i) il giacimento Hadrian South (Eni 30%), con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni); e (ii) il giacimento Lucius (Eni 8,5%), con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni.

Ad inizio 2016 è stata avviata la produzione del progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. La produzione a regime è prevista in circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Proseguono le attività di sviluppo pianificate.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di drilling sul campo operato di Devil's Tower nonché sui campi non operati di Medusa (Eni 25%), K2 (Eni 13,39%) e St. Malo (Eni 1,25%).



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 oltre 6 mila boe/giorno in quota Eni.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Puckett Trust 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel Texas occidentale. La scoperta è stata già allacciata alle facility produttive presenti nell'area.

Alaska

Eni partecipa in 61 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 30% e il 100%, dei quali 40 operati.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

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

Sulla base del modello Eni di sviluppo sostenibile, nel corso dell'anno è proseguito l'aggiornamento del Piano di azioni di tutela della biodiversità e dei servizi ecosistemici nell'area produttiva di Nikaitchuq.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 13 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 su altri mercati.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2015 la produzione in quota Eni è stata di 25 mila boe/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%), nel Golfo di Paria, e dal giant Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in posto certificati in 35 miliardi di barili.

Inoltre, nel luglio 2015, è stata avviata la produzione del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardón IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Il gas prodotto sarà principalmente utilizzato dalla società di stato PDVSA nel mercato domestico sulla base di un Gas Sale Agreement fino al 2036. Lo sviluppo di Perla è stato pianificato in tre fasi con 21 pozzi di produzione, la posa di quattro piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo alla fine dell'anno è stato di oltre 14 milioni di metri cubi/giorno al 100%. La seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La terza fase di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno.

Sviluppo Proseguono le attività di drilling del giacimento Junin 5. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo.

Esplorazione Eni partecipa con una quota del 19,5% nel blocco Petrolera Güiria per l'esplorazione di risorse 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 2015 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 (16.333 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 100%) 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 149 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2015. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

È stata completata con conseguente avvio produttivo la 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, in produzione dal 2011, ha prodotto 5 mila barili/giorno nel 2015 (circa 2 mila in quota Eni). Lo sfruttamento del giacimento si è concluso nel dicembre 2015.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009, ha prodotto 621 milioni di metri cubi/anno nel 2015 (pari a circa 11 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	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
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
2015									
Riserve certe di idrocarburi	465	495	1.708	1.369	1.198	426	1.079	150	6.890
Società consolidate	465	495	1.694	1.282	1.198	422	269	150	5.975
Società in joint venture e collegate			14	87		4	810		915
Sviluppate	362	404	1.024	786	689	161	482	115	4.023
Società consolidate	362	404	1.010	764	689	159	217	115	3.720
Società in joint venture e collegate			14	22		2	265		303
Non sviluppate	103	91	684	583	509	265	597	35	2.867
Società consolidate	103	91	684	518	509	263	52	35	2.255
Società in joint venture e collegate				65		2	545		612

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2013									
Riserve certe di petrolio e condensati	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
<i>Società consolidate</i>	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16	15		1	116		148
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
<i>Società consolidate</i>	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
<i>Società consolidate</i>	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
<i>Società in joint venture e collegate</i>				15		1	97		113
2014									
Riserve certe di petrolio e condensati	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
<i>Società consolidate</i>	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14	17		1	117		149
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
<i>Società consolidate</i>	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
<i>Società consolidate</i>	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	10		1	91		103
2015									
Riserve certe di petrolio e condensati	228	305	834	803	771	262	347	9	3.559
<i>Società consolidate</i>	228	305	821	787	771	262	189	9	3.372
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	16			158		187
Sviluppate	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
<i>Società consolidate</i>	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	6			29		48
Non sviluppate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
<i>Società consolidate</i>	57	68	279	276	416	136	40		1.272
<i>Società in joint venture e collegate</i>				10			129		139

Riserve certe di gas naturale per area geografica

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
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
2015									
Riserve certe di gas naturale	36.905	29.594	136.244	87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
<i>Società consolidate</i>	36.905	29.594	135.881	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
<i>Società in joint venture e collegate</i>			363	10.967		359	101.399		113.088
Sviluppate	29.757	26.034	73.031	41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
<i>Società consolidate</i>	29.757	26.034	72.668	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
<i>Società in joint venture e collegate</i>			363	2.376		260	36.691		39.690
Non sviluppate	7.148	3.560	63.213	46.080	14.817	19.738	66.578	5.231	226.365
<i>Società consolidate</i>	7.148	3.560	63.213	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
<i>Società in joint venture e collegate</i>				8.591		99	64.708		73.398

Produzione di idrocarburi per Paese ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2013	2014	2015
Italia		186	179	169
Resto d'Europa		155	190	185
Croazia		8	7	4
Norvegia		106	112	105
Regno Unito		41	71	76
Africa Settentrionale		556	567	662
Algeria		88	109	96
Egitto		227	206	189
Libia		228	239	365
Tunisia		13	13	12
Africa Sub-Sahariana		332	325	341
Angola		87	84	101
Congo		120	106	103
Nigeria		125	135	137
Kazakhstan		100	88	95
Resto dell'Asia		144	98	135
Cina		8	4	3
India		1	1	1
Indonesia		16	16	17
Iran		4	1	22
Iraq		22	21	40
Pakistan		52	45	41
Russia		31		
Turkmenistan		10	10	11
America		116	125	147
Ecuador		13	12	11
Stati Uniti		82	92	98
Trinidad e Tobago		11	11	13
Venezuela		10	10	25
Australia e Oceania		30	26	26
Australia		30	26	26
Totale estero		1.433	1.419	1.591
		1.619	1.598	1.760
di cui società in joint venture e collegate		54	22	34
Angola		3	2	
Indonesia		5	5	5
Russia		31		
Tunisia		5	5	4
Venezuela		10	10	25

Produzione venduta di idrocarburi		2013	2014	2015
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	591,0	583,1	642,4
Variazione rimanenze/altre		[5,7]	[4,2]	[1,9]
Autoconsumi di gas		[30,0]	[29,4]	[26,4]
Produzione venduta di idrocarburi^(b)		555,3	549,5	614,1
petrolio	(milioni di barili)	299,54	299,78	330,12
- di cui ai settori mid-downstream		178,83	184,74	201,92
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	39,78	38,83	44,17
- di cui a settore G&P		10,89	10,51	11,17

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,2, 12,5 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

(b) Include 11,4 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2015 (6,1 e 17,1 milioni di boe nel 2014 e 2013, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2013	2014	2015
Italia		71	73	69
Resto d'Europa		77	93	85
Norvegia		60	62	57
Regno Unito		17	31	28
Africa Settentrionale		252	252	272
Algeria		73	83	79
Egitto		93	88	96
Libia		76	73	89
Tunisia		10	8	8
Africa Sub-Sahariana		242	231	256
Angola		79	75	96
Congo		90	80	78
Nigeria		73	76	82
Kazakhstan		61	52	56
Resto dell'Asia		49	37	78
Cina		7	4	3
Indonesia		2	2	3
Iran		4	1	22
Iraq		22	21	40
Russia		5		
Turkmenistan		9	9	10
America		71	84	87
Ecuador		13	12	11
Stati Uniti		48	62	64
Venezuela		10	10	12
Australia e Oceania		10	6	5
Australia		10	6	5
Totale estero		762	755	839
		833	828	908
di cui società in joint venture e collegate		20	15	17
Indonesia		1	1	1
Russia		5		
Tunisia		4	4	4
Venezuela		10	10	12

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2013	2014	2015
Italia		179	171	161
Resto d'Europa		149	184	179
Africa Settentrionale		528	532	635
Africa Sub-Sahariana		307	307	324
Kazakhstan		96	85	92
Resto dell'Asia		135	91	128
America		114	122	144
Australia e Oceania		29	25	25
		1.537	1.517	1.688
di cui società in joint venture e collegate		51	20	33
Africa Settentrionale		5	4	4
Africa Sub-Sahariana		2	2	
Resto dell'Asia		34	4	5
America		10	10	24

(a) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese ^(a)	(milioni di metri cubi/giorno)	2013	2014	2015
Italia		17,9	16,5	15,5
Resto d'Europa		12,2	15,2	15,6
Croazia		1,2	1,1	0,6
Norvegia		7,1	7,8	7,5
Regno Unito		3,9	6,3	7,5
Africa Settentrionale		47,4	48,8	60,7
Algeria		2,3	4,0	2,7
Egitto		20,8	18,4	14,4
Libia		23,7	25,8	43,0
Tunisia		0,6	0,6	0,6
Africa Sub-Sahariana		14,0	14,7	13,3
Angola		1,3	1,4	0,9
Congo		4,6	4,1	3,9
Nigeria		8,1	9,2	8,5
Kazakhstan		6,0	5,7	6,2
Resto dell'Asia		14,7	9,4	8,9
Cina		0,1		
India		0,2	0,1	0,1
Indonesia		2,2	2,1	2,2
Pakistan		8,0	7,0	6,4
Russia		4,0		
Turkmenistan		0,2	0,2	0,2
America		7,0	6,2	9,2
Stati Uniti		5,3	4,5	5,3
Trinidad e Tobago		1,7	1,7	2,0
Venezuela				1,9
Australia e Oceania		3,1	3,1	3,2
Australia		3,1	3,1	3,2
Totale estero		104,4	103,1	117,1
		122,3	119,6	132,6
di cui società in joint venture e collegate		5,3	1,1	2,8
Angola		0,4	0,3	
Indonesia		0,7	0,7	0,7
Russia		4,0		
Tunisia		0,2	0,1	0,2
Venezuela				1,9

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	2013	2014	2015
Italia		17	15	14
Resto d'Europa		11	14	14
Africa Settentrionale		43	44	56
Africa Sub-Sahariana		10	12	11
Kazakhstan		6	5	6
Resto dell'Asia		13	8	8
America		7	6	9
Australia e Oceania		3	3	3
		110	107	121
di cui società in joint venture e collegate		5	1	3
Resto dell'Asia		5	1	1
America				2

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (11,2, 12,5 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2013		2014		2015	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati (\$/barile)						
Italia	98,50		87,80		43,46	
Resto d'Europa	98,97		88,80		45,88	
Africa Settentrionale	100,42	17,96	88,99	17,94	46,66	18,03
Africa Sub-Sahariana	105,13		93,45		49,91	
Kazakhstan	99,37		91,86		48,26	
Resto dell'Asia	99,69	33,87	77,99	65,90	40,10	27,89
America	85,27	93,32	79,13	81,48	43,36	38,18
Australia e Oceania	98,72		91,61		45,84	
	100,20	64,92	88,90	70,56	46,46	35,15
Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)						
Italia	411,27		308,47		244,54	
Resto d'Europa	374,85		299,86		222,60	
Africa Settentrionale	281,23	221,98	285,40	214,74	165,54	133,63
Africa Sub-Sahariana	76,38		74,92		52,72	
Kazakhstan	22,53		21,98		16,60	
Resto dell'Asia	205,75	123,32	218,15	552,34	170,43	327,51
America	119,10		139,73		77,73	149,83
Australia e Oceania	275,41		263,30		178,87	
	261,66	141,43	241,31	499,05	160,17	187,09
Idrocarburi (\$/boe)						
Italia	77,56		64,80		40,36	
Resto d'Europa	79,14		67,87		40,21	
Africa Settentrionale	70,51	21,47	65,36	21,43	34,61	18,60
Africa Sub-Sahariana	85,08		73,18		40,92	
Kazakhstan	62,02		57,20		30,02	
Resto dell'Asia	62,59	21,46	52,75	83,12	35,18	49,42
America	57,89	93,32	59,94	81,48	31,71	30,72
Australia e Oceania	61,79		52,46		31,51	
	72,97	37,57	65,36	72,19	36,54	31,95
Gruppo Eni		2013		2014		2015
Petrolio e condensati (\$/barile)		99,44		88,71		46,30
Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi)		256,57		242,80		160,78
Idrocarburi (\$/boe)		71,87		65,49		36,47

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)		2013	2014	2015
Europa			37.018	44.842	45.123
Italia			17.282	17.297	16.975
Resto d'Europa			19.736	27.545	28.148
Africa			137.096	159.341	157.441
Africa Settentrionale			20.412	21.693	25.699
Africa Sub-Sahariana			116.684	137.648	131.742
Asia			79.314	109.237	117.183
Kazakhstan			869	869	869
Resto dell'Asia			78.445	108.368	116.314
America			9.206	7.943	6.628
Australia e Oceania			13.622	13.376	16.333
Totale			276.256	334.739	342.708

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2015

	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		274	15.873	10.989	52.732	34.134		117	98
Italia	1926	147	10.647	8.924	10.436	8.051	Onshore/Offshore	79	68
Resto d'Europa		127	5.226	2.065	42.296	26.083		38	30
Cipro	2013	3			12.523	10.018	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	10	3
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Norvegia	1965	56	2.310	452	7.594	2.662	Offshore	18	24
Portogallo	2014	3			9.099	6.370	Offshore		
Regno Unito	1964	48	941	626	1.501	1.279	Offshore	10	3
Altri Paesi		13			6.689	3.845	Onshore/Offshore		
AFRICA		283	63.142	19.788	260.577	137.653		267	119
Africa Settentrionale		119	30.392	13.778	26.704	11.921		101	55
Algeria	1981	42	3.222	1.148	187	31	Onshore	33	10
Egitto	1954	57	5.623	2.121	17.829	7.547	Onshore/Offshore	41	22
Libia	1959	10	17.947	8.951	8.688	4.343	Onshore/Offshore	6	20
Tunisia	1961	10	3.600	1.558			Onshore/Offshore	21	3
Africa Sub-Sahariana		164	32.750	6.010	233.873	125.732		166	64
Angola	1980	72	7.688	987	13.608	3.417	Onshore/Offshore	56	24
Congo	1968	26	1.794	971	943	383	Onshore/Offshore	28	2
Costa d'Avorio	2015	1			1.431	429	Offshore		
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	2			226	100	Offshore		1
Kenya	2012	7			61.363	40.426	Offshore		
Liberia	2012	3			7.364	1.841	Offshore		
Mozambico	2007	6			3.911	1.956	Offshore		6
Nigeria	1962	36	23.268	4.052	8.747	3.380	Onshore/Offshore	82	31
Sud Africa	2014	1			82.202	32.881	Offshore		
Altri Paesi		4			46.463	33.304	Onshore		
ASIA		70	17.556	5.803	202.632	111.380		29	22
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.542	427	Onshore/Offshore	1	5
Resto dell'Asia		64	15.165	5.361	200.090	110.953		28	17
Cina	1984	8	77	13	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	31.415	23.907	Onshore/Offshore	7	13
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Myanmar	2014	4			24.080	20.050	Onshore/Offshore		
Pakistan	2000	15	10.390	3.396	11.486	5.414	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	5			30.777	23.132	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		211	5.245	3.351	9.458	3.277		53	10
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	2
Messico	2015	3			67	67	Offshore		
Stati Uniti	1968	192	1.617	803	2.301	1.315	Onshore/Offshore	42	6
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		14	1.140	709	21.679	15.624		3	2
Australia	2001	14	1.140	709	21.679	15.624	Offshore	3	2
Totale		852	102.956	40.640	547.078	302.068		469	251

(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)	2013	2014	2015
Acquisto di riserve proved e unproved		109		
Africa Settentrionale		109		
Africa Sub-Sahariana				
America				
Esplorazione		1.669	1.398	820
Italia		32	29	28
Resto d'Europa		357	188	176
Africa Settentrionale		95	227	289
Africa Sub-Sahariana		757	635	196
Kazakhstan		1		
Resto dell'Asia		233	160	71
America		110	139	54
Australia e Oceania		84	20	6
Sviluppo		8.580	9.021	9.341
Italia		743	880	679
Resto d'Europa		1.768	1.574	1.264
Africa Settentrionale		808	832	1.570
Africa Sub-Sahariana		2.675	3.085	2.998
Kazakhstan		658	521	835
Resto dell'Asia		749	1.105	1.333
America		1.127	921	637
Australia e Oceania		52	103	25
Altro		117	105	73
		10.475	10.524	10.234

Vita utile residua delle riserve	(anni)	2013	2014	2015
Italia		7,3	7,7	7,5
Resto d'Europa		9,8	7,8	7,3
Africa Settentrionale		8,9	8,5	7,1
Africa Sub-Sahariana		10,2	11,1	11,0
Kazakhstan		28,8	33,4	34,5
Resto dell'Asia		5,1	8,1	8,6
America		23,0	21,3	20,1
Australia e Oceania		16,0	17,8	16,0
		11,1	11,3	10,7

Tasso di rimpiazzo delle riserve	2013		2014		2015	
(%)	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
Italia	62	62	106	106	38	38
Resto d'Europa	63	40	77	81	28	28
Africa Settentrionale	32	34	78	78	80	80
Africa Sub-Sahariana	183	183	182	176	153	139
Kazakhstan	83	83	206	206	473	473
Resto dell'Asia	232		156	156	375	375
America	102	102	87	87	324	322
Australia e Oceania	536	536				
	105	(7)	112	112	148	145

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	2013		2014		2015		2015	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia				0,6			4,0	2,8
Resto d'Europa		3,4		4,3		2,2	9,0	2,3
Africa Settentrionale	4,9	5,4	3,5	4,3	3,3	5,8	15,0	12,5
Africa Sub-sahariana	3,2	6,6	7,3	7,3	0,6	2,9	34,0	17,8
Kazakhstan		0,4					6,0	1,1
Resto dell'Asia	4,3	2,7	1,3	4,3		3,4	7,0	2,3
America	0,2	1,2	2,0	1,4	1,0	0,3	4,0	2,5
Australia e Oceania		0,5		0,9			1,0	0,3
	12,6	20,2	14,1	23,1	4,9	14,6	80,0	41,6

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress			
	2013		2014		2015		2015	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	7,4	1,0	12,5		6,0		6,0	3,6
Resto d'Europa	6,3		9,8	1,0	10,2	0,1	14,0	3,0
Africa Settentrionale	61,6	3,3	54,5	1,0	30,5	2,8	17,0	9,2
Africa Sub-Sahariana	26,3	1,2	31,6		22,0	2,5	28,0	4,8
Kazakhstan	0,3		1,5		4,7		16,0	3,1
Resto dell'Asia	61,7	4,3	54,2	1,6	29,7	5,9	6,0	2,3
America	13,8		22,1	0,7	17,4	0,1	16,0	9,0
Australia e Oceania			0,1	0,4	0,5			
	177,4	9,8	186,3	4,7	121,0	11,4	103,0	35,0

Pozzi produttivi^(d)

(numero)	2015			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	238,0	192,1	605,0	523,6
Resto d'Europa	363,0	59,7	179,0	100,6
Africa Settentrionale	1.782,0	941,1	211,0	90,7
Africa Occidentale	3.065,0	613,4	344,0	27,2
Kazakhstan	185,0	50,7		
Resto dell'Asia	688,0	457,2	998,0	380,9
America	230,0	121,1	328,0	101,6
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	6.558,0	2.439,1	2.683,0	1.228,4

(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 2.135 (744,6 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Principali indicatori di performance

		2013	2014	2015
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,32	0,46	0,49
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	79.619	73.434	52.096
Utile (perdita) operativo		(2.923)	64	(1.258)
Utile (perdita) operativo adjusted		(622)	168	(126)
Utile (perdita) netto adjusted		(239)	86	(168)
Investimenti tecnici		229	172	154
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	93,17	89,17	90,88
Vendite di GNL ^(c)		12,4	13,3	13,5
Clienti in Italia	(milioni)	8,00	7,93	7,88
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	35,05	33,58	34,88
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.962	4.561	4.484
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,27	10,12	10,57
Grado soddisfazione clienti ^(d)	(scala da 0 a 100)	80,0	81,4	85,6
Prelievi idrici/KWheq prodotto	(metri cubi/KWheq)	0,017	0,017	0,015

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 3,16 miliardi di metri cubi (3,06 e 2,61 miliardi di metri cubi nel 2014 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.

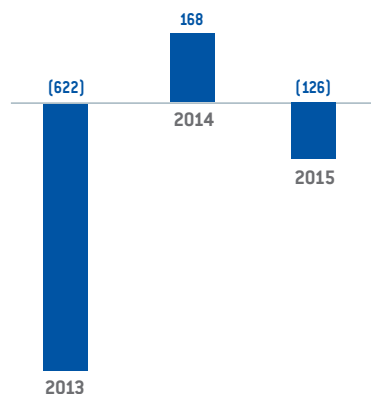
(d) Valutazione media data dai risultati ottenuti dalle interviste ai clienti sulle performance relative a chiarezza, cortesia e attesa.

Performance dell'anno

- Nel 2015 l'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale ha registrato un aumento del 6,5% pur in presenza del medesimo numero di eventi correlati rispetto allo scorso esercizio (5 infortuni in entrambi gli anni).
- Nel 2015 le emissioni di gas serra sono aumentate del 4,4% in misura minore rispetto alla crescita delle produzioni di energia elettrica (+5,8%). Inoltre gli interventi di efficienza energetica realizzati e l'entrata a regime della nuova centrale presso il sito di Bolgiano, hanno consentito un miglioramento di tutti gli indici di performance relativi alle emissioni.
- Il prelievi idrici per KWheq prodotti dalle centrali EniPower sono diminuiti dell'11,8% per effetto dell'utilizzo più efficiente dell'acqua nei processi produttivi delle diverse centrali.
- Nel 2015 il settore Gas & Power ha registrato la perdita netta adjusted di €168 milioni con un peggioramento di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni rilevato nel 2014. La variazione riflette i maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nello scorso esercizio oltre che all'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel quarto trimestre 2015.
- Le vendite di gas mondo sono state di 90,88 miliardi di metri cubi con un incremento dell'1,9% rispetto al 2014 (+1,71 miliardi di metri cubi). In aumento del 12,9% le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. In calo le vendite nei mercati europei (38,28 miliardi di metri cubi; - 9,3%).
- Le vendite di energia elettrica di 34,88 terawattora sono cresciute di 1,30 terawattora rispetto al 2014, pari al 3,9%.
- Gli investimenti tecnici di €154 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas in Italia e all'estero (€69 milioni).

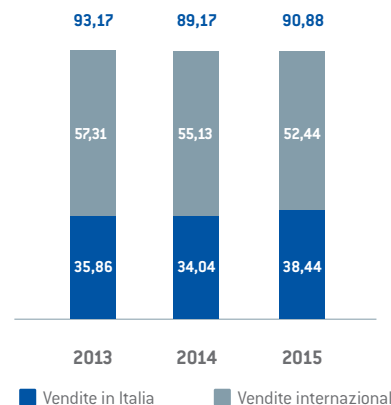
Utile operativo adjusted

(€ milioni)



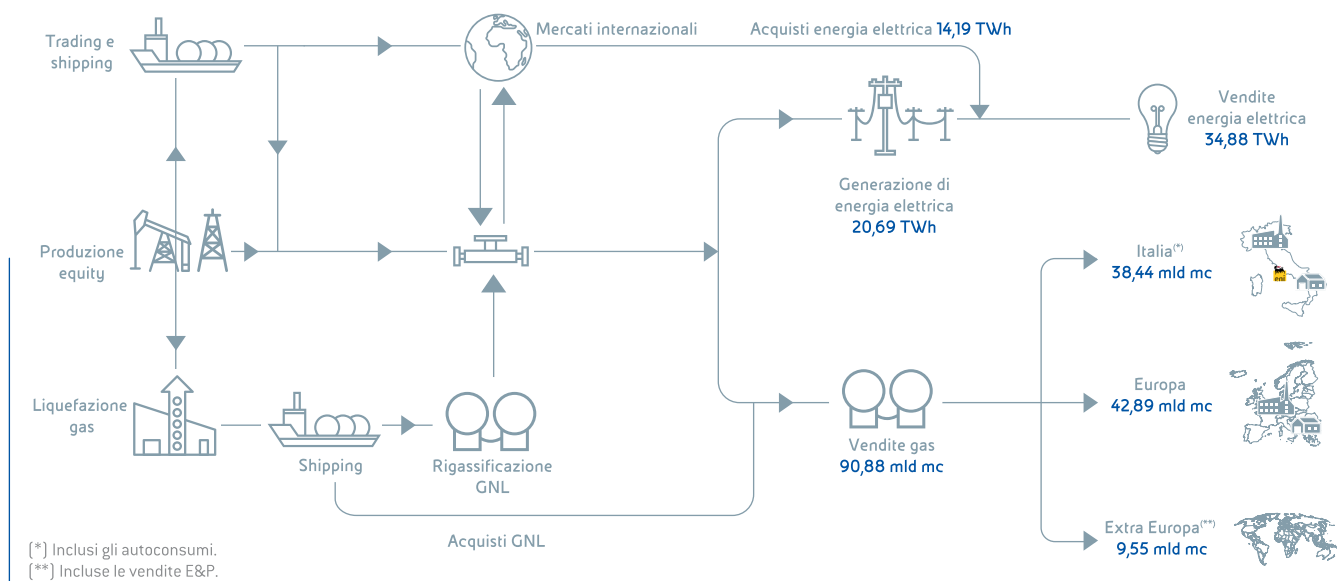
Vendite di gas mondo

(miliardi di metri cubi)



Catena del valore del Gas & Power

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



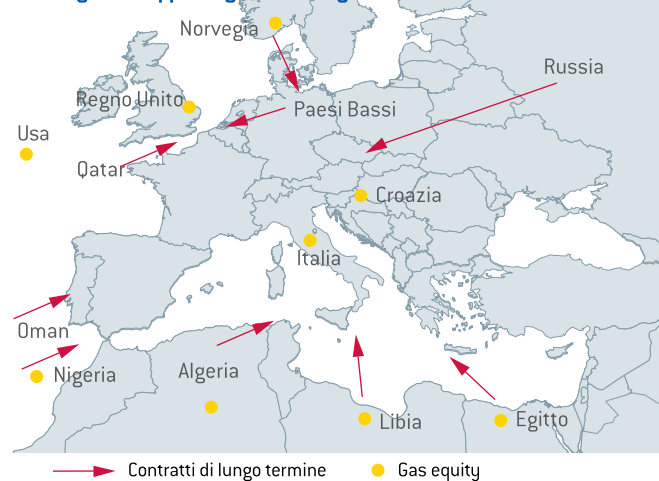
1. Mercato

1.1 Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. 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

Portafoglio Eni approvvigionamento gas naturale



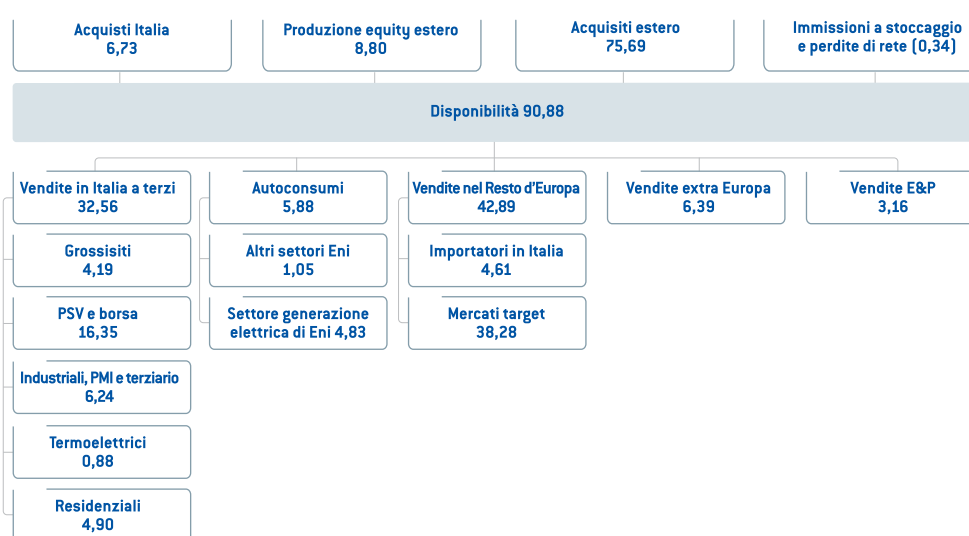
condizioni di mercato. Il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) 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 85,39 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2014

di 2,48 miliardi di metri cubi, pari al 3%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,66 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono in crescita rispetto al 2014 (+2,67 miliardi di metri cubi; +3,5%) per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+3,65 miliardi di metri cubi) e Libia (+0,59 miliardi di metri cubi) parzialmente compensati dai minori volumi approvvigionati da Paesi Bassi (-1,73 miliardi di metri cubi), Algeria (-1,46 miliardi di metri cubi) e Regno Unito (-0,29 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6,73 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo (-0,19 miliardi di metri cubi) rispetto al 2014 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 1.300 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,88 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,3 milioni i clienti nei Pae-

si europei in cui Eni opera. In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero della domanda nel 2015 (+9% e 6,5% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2014, rispettivamente) ma ancora depresso rispetto ai volumi commercializzati prima della crisi e caratterizzato dalla 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 preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato.

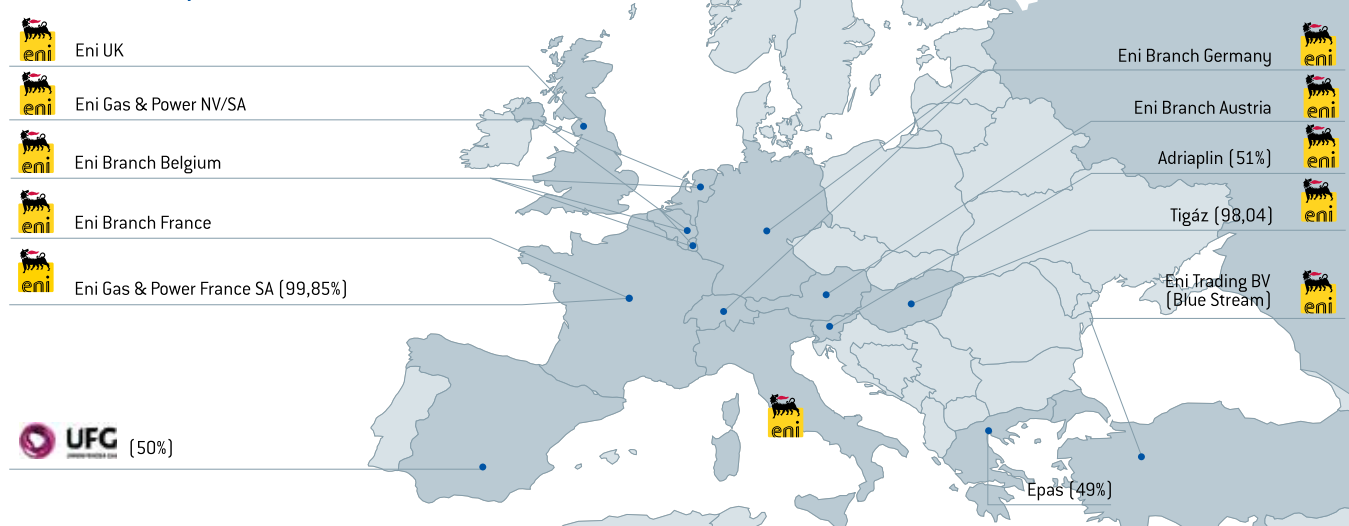
Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	(miliardi di metri cubi)	2014		2015		Var. % 2015 vs 2014
		Volumi venduti	Quota di mercato [%]	Volumi venduti	Quota di mercato [%]	
Italia a terzi		28,42	45,9	32,56	48,2	14,6
Grossisti		4,05		4,19		3,5
PSV e borsa		11,96		16,35		36,7
Industriali		4,93		4,66		[5,5]
PMI e terziario		1,60		1,58		[1,3]
Termoelettrici		1,42		0,88		[38,0]
Residenziali		4,46		4,90		9,9
Autoconsumi		5,62		5,88		4,6
TOTALE ITALIA		34,04	55,0	38,44	56,9	12,9
Domanda Gas ^(a)		61,90		67,50		9,0

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015
ITALIA		35,86	34,04	38,44
Grossisti		4,58	4,05	4,19
PSV e borsa		10,68	11,96	16,35
Industriali		6,07	4,93	4,66
PMI e terziario		1,12	1,60	1,58
Termoelettrici		2,11	1,42	0,88
Residenziali		5,37	4,46	4,90
Autoconsumi		5,93	5,62	5,88
VENDITE INTERNAZIONALI		57,31	55,13	52,44
Resto d'Europa		47,35	46,22	42,89
Importatori in Italia		4,67	4,01	4,61
Mercati europei		42,68	42,21	38,28
<i>Penisola Iberica</i>		4,90	5,31	5,40
<i>Germania/Austria</i>		8,31	7,44	5,82
<i>Benelux</i>		8,68	10,36	7,94
<i>Ungheria</i>		1,84	1,55	1,58
<i>Regno Unito</i>		3,51	2,94	1,96
<i>Turchia</i>		6,73	7,12	7,76
<i>Francia</i>		7,73	7,05	7,11
<i>Altro</i>		0,98	0,44	0,71
Mercati extra europei		7,35	5,85	6,39
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		2,61	3,06	3,16
TOTALE VENDITE GAS MONDO		93,17	89,17	90,88

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

Presenza Eni in Europa



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2015.

Benelux

Attraverso una presenza diretta garantita dalla branch Gas & Power locale e dalla società Eni Gas&Power NV/SA, Eni vanta una posizione chiave nei Paesi del Benelux (Belgio, Paesi Bassi e 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-connessione delle reti di transito del gas dell'Europa Continentale. Nel 2015, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 7,94 miliardi di metri cubi, in calo di 2,42 miliardi di metri (pari al 23,4%) per minori vendite spot.

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 2015, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,11 miliardi di metri cubi con un calo di 0,06 miliardi di metri cubi, pari allo 0,9%, rispetto al 2014.

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. Attualmente, le vendite su tali mercati sono effettuate tramite forza vendita diretta Eni. Complessivamente, nel 2015 Eni ha venduto 5,82 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 1,62 miliardi di metri cubi, pari al 21,8% rispetto all'anno precedente.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale sia con una struttura commerciale diretta, che commercializza le proprie disponibilità di GNL, sia attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2015 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,16 miliardi di metri cubi (1,58 miliardi in quota Eni).

UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,4% 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 2015, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,40 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,09 miliardi di metri cubi (+ 1,7%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2015, le vendite sono state di 7,76 miliardi di metri cubi di gas, un incremento di 0,64 miliardi di metri cubi, pari al 9% rispetto al 2014 per effetto dei maggiori ritiri di Botas.

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 e TTF). Nel 2015, le vendite Eni sono state di 1,96 miliardi di metri cubi con un calo del 33,3% rispetto all'anno precedente.

1.2 GNL

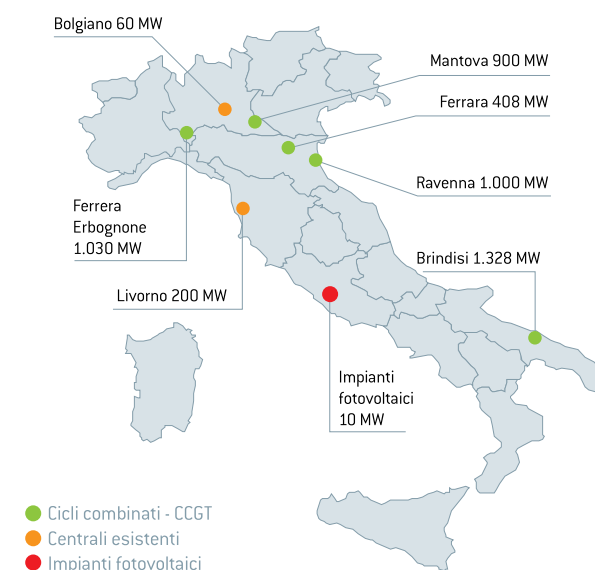
Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint venture. Il business del GNL ha registrato una buona redditività sfruttando la crescente richiesta energetica in Asia 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 2015, le vendite di GNL (13,5 miliardi di metri cubi) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 2014 (+0,2 miliardi di metri cubi). In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (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 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.

Nel 2015, la produzione di energia elettrica è stata di 20,69 terawattora in aumento di 1,14 terawattora rispetto al 2014, pari al 5,8%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso le centrali di Ferrera

Centrali e Stabilimenti Eni in Italia



Capacità installata al 31 dicembre 2015: 4.936 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.

Erbognone, Ravenna e Brindisi per la lieve crescita della domanda. Al 31 dicembre 2015, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2014). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 14,19 terawattora ha registrato un lieve aumento dei volumi acquistati (+1,1%) per effetto principalmente dei maggiori acquisti sui mercati spot quasi interamente compensati dalle minori transazioni effettuate sul mercato elettrico.

Nel 2015 le vendite di energia elettrica (34,88 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%). La crescita del 3,9% rispetto al 2014 è dovuta ai maggiori volumi commercializzati ai clienti grossisti e residenziali, parzialmente compensati dalle minori vendite alle PMI e ai clienti large.


2. Trasporto internazionale

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su 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 34,3 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,

Principali infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa

GNL

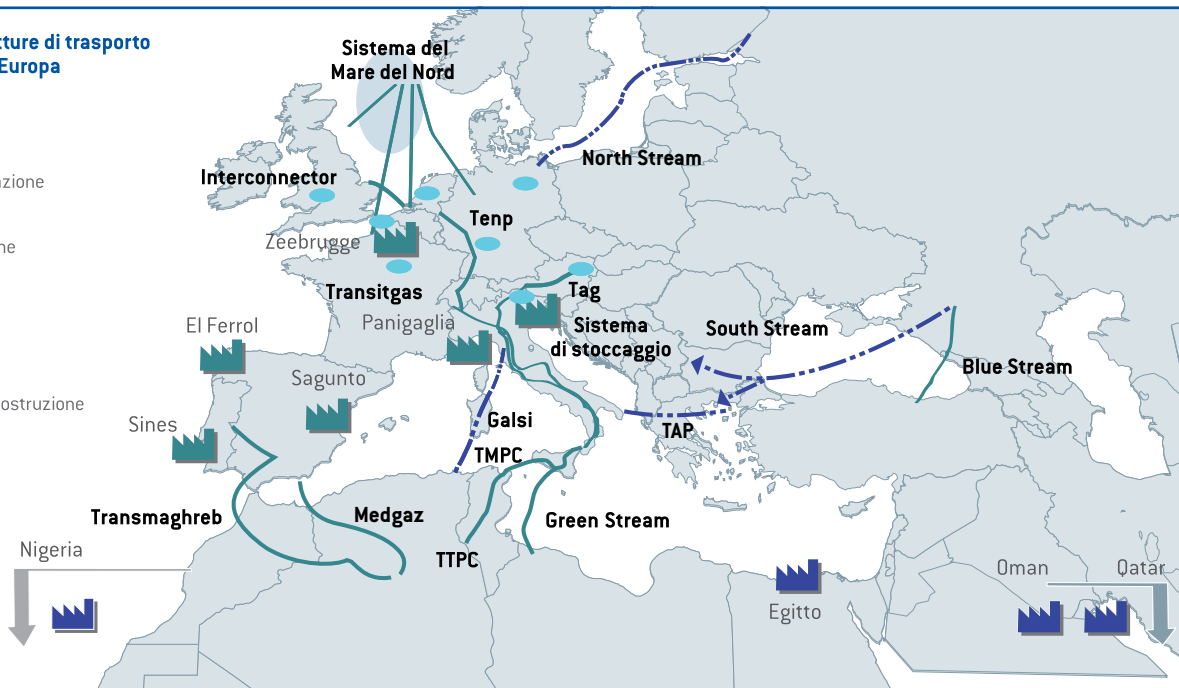
 Terminali di rigassificazione

 Terminali di liquefazione

Gasdotti

 Pianificati o in fase di costruzione

 Esistenti

 Gas hub


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]

	2013	2014	2015
Italia	7,15	6,92	6,73
Estero			
Russia	29,59	26,68	30,33
Algeria (incluso il GNL)	9,31	7,51	6,05
Libia	5,78	6,66	7,25
Paesi Bassi	13,06	13,46	11,73
Norvegia	9,16	8,43	8,40
Regno Unito	3,04	2,64	2,35
Ungheria	0,48	0,38	0,21
Qatar (GNL)	2,89	2,98	3,11
Altri acquisti di gas naturale	3,63	5,56	7,21
Altri acquisti di GNL	1,58	1,69	2,02
	78,52	75,99	78,66
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	85,67	82,91	85,39
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,58)	(0,20)	
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,31)	(0,25)	(0,34)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	84,78	82,46	85,05
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE	5,78	3,65	2,67
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,61	3,06	3,16
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	93,17	89,17	90,88

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015
Vendite delle società consolidate		83,60	81,73	84,94
Italia (inclusi autoconsumi)		35,76	34,04	38,44
Resto d'Europa		42,30	43,07	41,14
Extra Europa		5,54	4,62	5,36
Vendite delle società collegate (quota Eni)		6,96	4,38	2,78
Italia		0,10		
Resto d'Europa		5,05	3,15	1,75
Extra Europa		1,81	1,23	1,03
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		2,61	3,06	3,16
TOTALE VENDITE GAS MONDO		93,17	89,17	90,88

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015
Vendite G&P		8,4	8,9	9,0
Resto d'Europa		4,6	5,0	4,8
Extra Europa		3,8	3,9	4,2
Vendite E&P		4,0	4,4	4,5
<i>Terminali:</i>				
Soyo (Angola)		0,1	0,1	
Bontang (Indonesia)		0,5	0,5	0,5
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,6	0,7
Bonny (Nigeria)		2,4	2,8	2,8
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,5
Totale vendite di GNL		12,4	13,3	13,5

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2013	2014	2015
Mercato libero		28,73	24,86	25,90
Borsa elettrica		1,96	4,71	5,09
Siti		3,31	3,17	3,23
Altro ^(a)		1,05	0,84	0,66
Vendite di energia elettrica		35,05	33,58	34,88
Produzione di energia elettrica		21,38	19,55	20,69
Acquisti di energia elettrica^(a)		13,67	14,03	14,19

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2015 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	1.328	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.030	2004	CCGT	Gas/syngas
Livorno	200	2000	Centrale elettrica	Gas/olio combustibile
Mantova	900	2005	CCGT	Gas
Ravenna	1.000	2004	CCGT	Gas
Ferrara ^(b)	408	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	60	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici	10	2011-2015	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.936			

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

(b) Capacità in quota Eni.

Generazione elettrica		2013	2014	2015
Acquisti				
Gas naturale	[milioni di metri cubi]	4.295	4.074	4.270
Altri combustibili	[migliaia di tep]	449	338	313
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	[terawattora]	21,38	19,55	20,69
Produzione di vapore	[migliaia di tonnellate]	9.907	9.010	9.318
Capacità installata (in esercizio)		4,8	4,9	4,9
	[GW]			

Infrastrutture di trasporto

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)	Capacità di transito ^(b) (mld mc/a)	Stazioni di compressione (n.)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3	33,5	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)	2013	2014	2015
Italia		161	128	100
Esteri		68	44	54
		229	172	154
Mercato		206	164	138
Mercato		87	66	69
Italia		42	30	31
Esteri		45	36	38
Generazione elettrica		119	98	69
Trasporto internazionale		23	8	16
		229	172	154

Principali indicatori di performance

		2013	2014	2015
Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,05	0,89	0,80
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	27.301	24.330	18.458
Utile (perdita) operativo		(1.534)	(2.107)	(552)
Utile (perdita) operativo adjusted		(472)	(65)	387
Utile (perdita) netto adjusted		(246)	(41)	282
Investimenti tecnici		672	537	408
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	27,38	25,03	26,41
Grado di conversione del sistema	(%)	62	51	49
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	787	617	548
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	9,69	9,21	8,89
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.386	6.220	5.846
Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.828	1.725	1.754
Grado di efficienza della rete	(%)	1,28	1,19	1,14
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.092	6.441	5.852
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,20	5,34	5,12
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	10,80	5,70	5,97
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	8,1	8,2	8,3

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel 2015 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-10,1%).
- Le emissioni di GHG hanno registrato un calo del 3,7% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fuggitive di metano hanno più che compensato la crescita delle emissioni relativa ai maggiori volumi lavorati nel periodo consentendo inoltre di diminuire del 17,3% il rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2015 il settore ha conseguito l'utile netto adjusted di €282 milioni che rappresenta un miglioramento di €323 milioni rispetto alla perdita di €41 milioni registrata nell'esercizio precedente. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che, unitamente ad una migliore selezione delle materie prime, hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a circa 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,38 milioni di tonnellate). A struttura omogenea, escludendo l'effetto della dismissione della capacità di raffinazione in Repubblica Ceca e della fermata per conversione della raffineria di Gela, le lavorazioni dell'anno sono aumentate del 15%. In Italia la crescita delle lavorazioni (+16,4% rispetto al 2014) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dei margini di raffinazione.
- In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,20 milioni di tonnellate; +53,8%).
- Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate; -2,9%) concentrate sulla rete autostradale e sulla rete dei punti vendita convenzionati.
- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria.
- Nel 2015 gli investimenti tecnici del settore di €408 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€282 milioni), finalizzata essenzialmente al mantenimento degli impianti nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€75 milioni) e nel Resto d'Europa (€51 milioni).
- Nel 2015 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €27 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 4 domande di brevetto.

Licensing della tecnologia EST

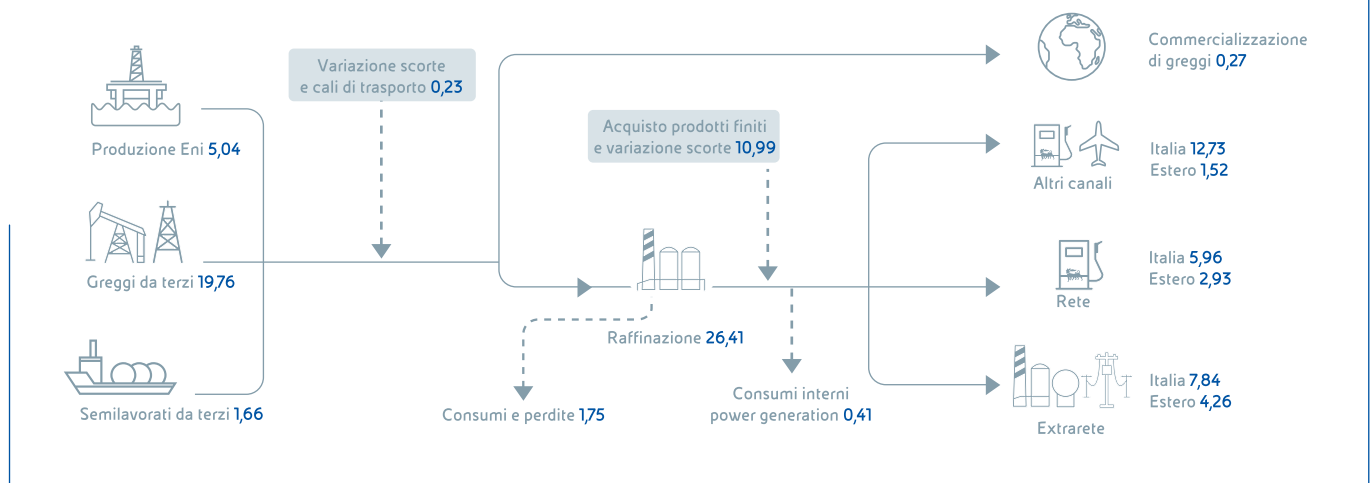
Nel settembre 2015 Eni e Total hanno firmato un accordo di licenza per il diritto di uso della tecnologia EST (Eni Slurry Technology) che comprende inoltre lo sviluppo congiunto di un progetto di cooperazione volto ad adattare la tecnologia in oggetto alle esigenze produttive di Total. Questo accordo rappresenta per Eni il primo contratto di vendita non esclusiva della licenza d'uso della tecnologia EST ed apre opportunità di crescita futura di un nuovo mercato della vendita di tecnologie proprietarie che si rende possibile a valle del consolidamento industriale della prima unità al mondo in esercizio nella raffineria Eni di Sannazzaro.

Commercializzazione Eni Diesel+

Nel gennaio 2016 Eni ha lanciato in circa 3.500 stazioni di servizio in Italia il nuovo carburante Eni Diesel+ con il 15% di componente rinnovabile prodotta da oli vegetali presso la raffineria di Venezia attraverso la tecnologia Ecofining™. Eni Diesel+ abbina le caratteristiche prestazionali dei carburanti premium di ultima generazione (allungamento della vita del motore, miglioramento delle prestazioni nonché riduzione dei consumi fino al 4%) alla riduzione dell'impatto ambientale (riduzione delle emissioni di CO₂ in media del 5%, idrocarburi incombusti fino al 40% e particolato fino al 20%).

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2015

(milioni di tonnellate)



Refining

1. Raffinazione

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e in Germania. Inoltre, in Italia, Eni ha convertito l'ex raffineria di Venezia in green refinery (primo esempio al mondo di trasformazione in bioraffineria) e ha avviato il progetto di riconversione green anche presso il sito industriale dell'ex raffineria di Gela.

Nel 2015, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 27,4 milioni di tonnellate (548 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 49%.

La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 19,4 milioni di tonnellate (388 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 48%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,38 milioni di tonnellate).

■ Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da 3 raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno e Taranto) e dalla quota di partecipazione del 50% nella raffineria di Milazzo. Ciascuna delle raffinerie Eni ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

Sistema di raffinazione 2015

	Quota di partecipazione	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)	Conversione equivalente ⁽¹⁾	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ⁽²⁾	Residue Conversion ⁽²⁾	Hydro-cracking ⁽²⁾	Visbreaking/ Thermal Cracking ⁽²⁾
	(%)	(mgl bbl/g)	(%)	(%)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)
Raffinerie di proprietà		388	95	48	34	14	90	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	95	70	34	14	51	29
Taranto	100	104	86	38			39	
Livorno	100	84	105	11				
Raffinerie partecipate		160	96	52	143	25	75	27
Italia								
Milazzo	50	100	95	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	96	36	49		43	
Schwedt	8,33	19	104	42	49			27
TOTALE RAFFINERIE		548	95	49	177	39	165	56

(1) Conversione equivalente: capacità equivalente cracking catalitico/capacità topping (%wt).

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

Sannazzaro ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 70%. Situata nella Pianura Padana, è una delle raffinerie più efficienti d'Europa e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, 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), e l'unità di conversione termica visbreaking alla quale è associata un'unità di gassificazione del tar (residuo pesante da visbreaker) per la produzione di gas di sintesi destinato alla produzione di energia elettrica. Infine, nel 2013, è stato avviato il primo impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) per la produzione a partire da greggi pesanti (vacuum e visbreaking tar), di nafta e distillati medi pregiati (in particolare gasolio) con un fattore di conversione del 95%.

Taranto ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 104 mila barili/giorno e un indice di conversione del 37,6%. Tale raffineria gode di una posizione di forza sul mercato in quanto è l'unico impianto presente nell'Italia meridionale continentale, essendo inoltre integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri in Basilicata (Eni 70%) collegati a Taranto attraverso un oleodotto. La raffineria è dotata di un'unità di topping-vacuum, un impianto di hydrocracking, un platforming nonché di due unità di desulfurizzazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno e un indice di conversione dell'11,4% produce lu-

brificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desulfurizzazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di deasphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e dewaxing utilizzate per la produzione di basi lubrificanti nonché di un impianto di blending e filling per la produzione di lubrificanti finiti.

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

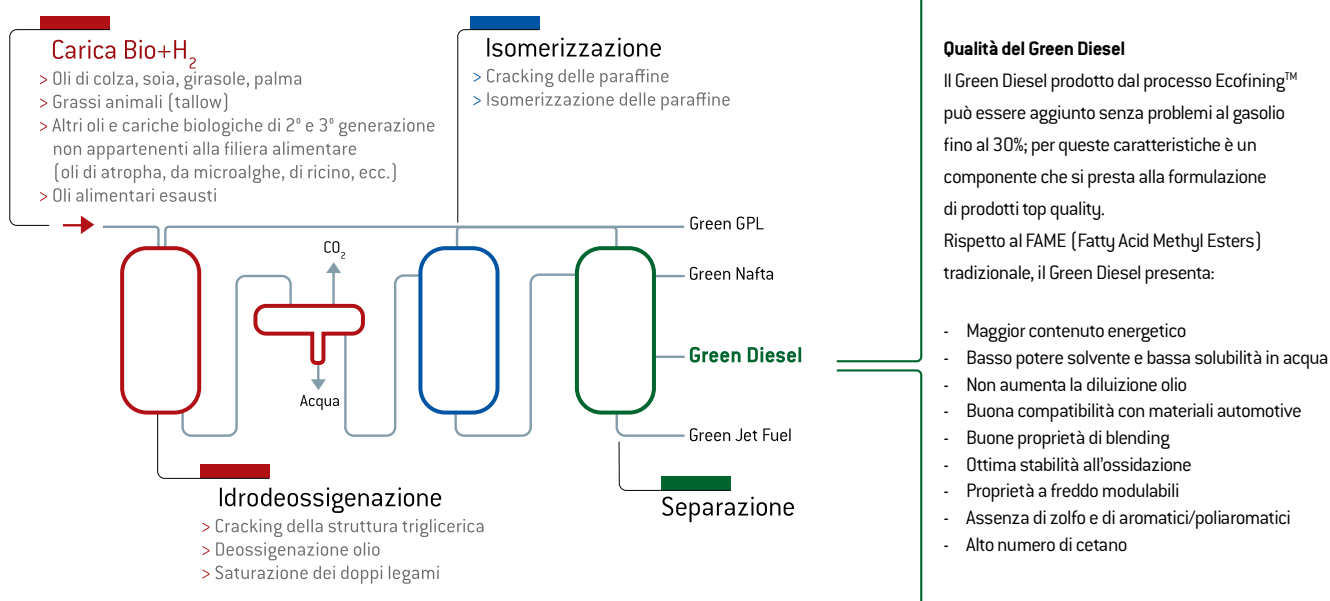
Nel secondo trimestre 2015, Eni ha ceduto la propria quota di partecipazione (pari al 32,445%) in Česká Rafinérská (CRC).

2. Bioraffinazione^(*)

Bioraffinerie	Quota di partecipazione	Capacità (2015)	Capacità (a regime)	Lavorazioni (2015)
	(%)	(mgl t/a)	(mgl t/a)	(mgl t/a)
Interamente possedute				
Venezia	100	350	560	204
Gela	100	-	750	-
Totale		350	1.310	204

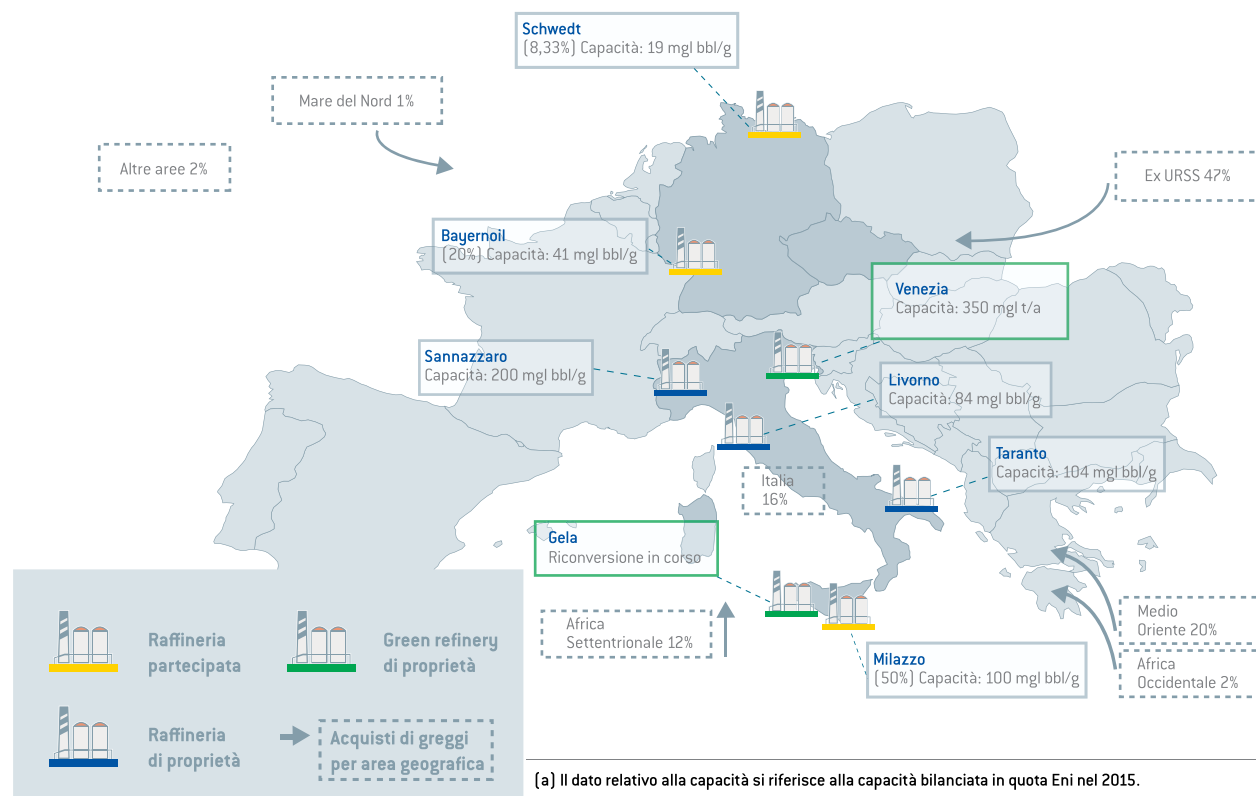
(*) Eni possiede al 100% la Green Refinery di Venezia e il sito industriale della ex Raffineria di Gela, dove sarà realizzata un'altra bioraffineria.

Bioprodotti



Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 350 mila tonnellate/anno di green diesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™). Un'ulteriore fase di sviluppo è in corso. A regime, la produzione sarà in grado di soddisfare circa la metà del fabbisogno Eni di biocarburanti in linea con i requisiti richiesti dalle normative comunitarie in materia ambientale volte a ridurre le emissioni di CO₂.

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. Le relative attività di front end engineering sono in corso. La produzione di prodotti raffinati sarà trasportata attraverso le facilities della raffineria. Nell'ambito dell'accordo è prevista la realizzazione di un Safety Competence Center (SCC), centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza.

Il sistema di raffinazione e le green refinery Eni^(a)

3. 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 17 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale. La logistica Eni è organizzata in tre hub (Italia meridionale, centrale e settentrionale), con 5 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 esecuzione ordini. Eni partecipa in 7 joint venture con i più importanti produttori petroliferi nazionali (Sigemi, Petrolig, Petroven, Petra, Seram, Disma e Toscopetrol), 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.

4. Ossigenati

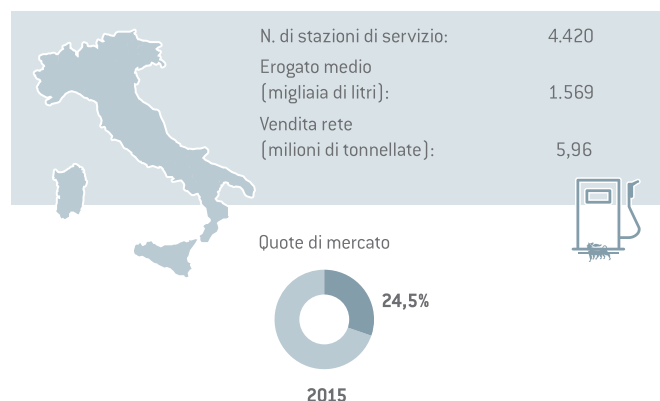
Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1 milione di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa il 3% della domanda mondiale) e metanolo. La disponibilità di prodotto è assicurata per il 75% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna) e in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) e per il 25% da acquisti.

Marketing

1. Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 24,5% in diminuzione di 1 punto percentuale rispetto al 2014. Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate, -2,9%) per effetto di una maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.569 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 35 mila litri rispetto al 2014. Al 31 dicembre 2015 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.420 stazioni di servizio con un decremento di 172 unità rispetto al 31 dicembre 2014 (4.592 stazioni di servizio). Tale riduzione è dovuta per 115 unità alla rete convenzionata come saldo di decrementi e acquisizioni, per 56 unità alla rete di proprietà essenzialmente per la chiusura di impianti a basso erogato e per una unità dovuta al mancato rinnovo di una concessione sulla rete autostradale. Il programma di fidelizzazione "you&eni", lanciato nel 2010, è terminato a gennaio 2015. Ad aprile è stato lanciato il nuovo programma "you&eni" di durata biennale, dedicato ai clienti che fanno rifornimento in modalità "Più Servito".

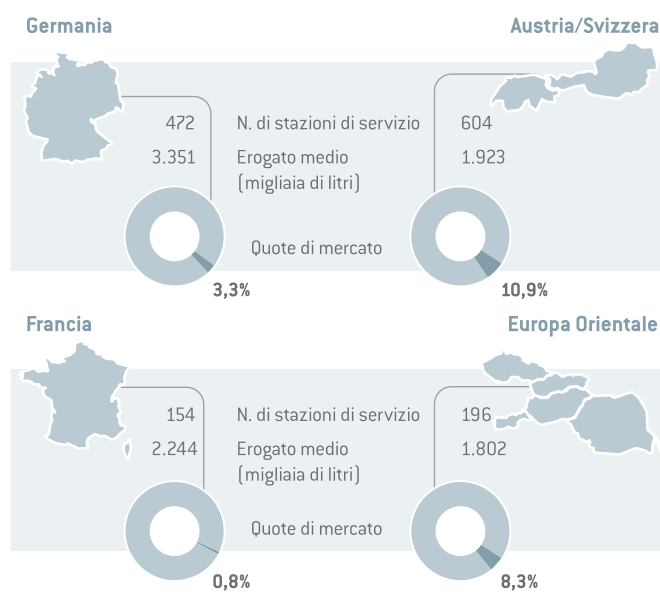
Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2015



2. Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della citata dismissione, le vendite hanno registrato una crescita del 2,7%. Nel 2015 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.426 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 202 unità rispetto al 2014 per effetto principalmente della cessione degli impianti delle consociate dell'Europa dell'Est. L'erogato medio (2.272 mila litri) è sostanzialmente stabile rispetto al periodo di confronto.

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2015



3. Commercializzazione extrarete

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Eni mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

Le vendite extrarete in Italia di 7,84 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 270 mila tonnellate, pari al 3,6% per effetto principalmente delle maggiori vendite di olio combustibile bunker, gasolio e prodotti minori i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di GPL e lubrificanti. Le vendite al settore Petrolchimica (1,17 milioni di tonnellate) hanno registrato una crescita del 31,5% riferibile alle maggiori forniture di nafta in relazione al parziale recupero della domanda del settore industriale. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,83 milioni di tonnellate, sono diminuite del 16,7% rispetto al 2014 principalmente nei mercati dell'Est Europa per effetto delle sopra citate dismissioni. Le altre vendite in Italia e all'estero

(13,08 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 1,19 milioni di tonnellate, pari al 10% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione 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. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione. Nel 2015 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 17,9%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 38%.

Eni dispone di 5 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Europa, Nord America, Africa ed Estremo Oriente alcuni dei quali in compartecipazione. 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 2015 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 19%.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015
Greggi equity		5,93	5,81	5,04
Altri greggi		19,71	17,21	19,76
Totale acquisti di greggi		25,64	23,02	24,80
Acquisti di semilavorati		2,46	2,02	1,66
Acquisti di prodotti		9,62	11,07	10,68
TOTALE ACQUISTI		37,72	36,11	37,14
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)
Altre variazioni ^(a)		(1,59)	(0,62)	(1,22)
		35,58	34,92	35,51

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

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015
ITALIA				
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		18,99	16,24	18,37
Lavorazioni in conto terzi		(0,57)	(0,58)	(0,38)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,14	4,26	4,73
Lavorazioni in conto proprio		22,56	19,92	22,72
Consumi e perdite		(1,23)	(1,33)	(1,52)
Prodotti disponibili da lavorazioni		21,33	18,59	21,20
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		5,73	7,19	6,22
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,83)	(0,73)	(0,48)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)
Prodotti venduti		25,68	24,48	26,53
ESTERO				
Lavorazioni in conto proprio		4,82	5,11	3,69
Consumi e perdite		(0,22)	(0,21)	(0,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,60	4,90	3,46
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,30	4,48	4,77
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,83	0,73	0,48
Prodotti venduti		9,73	10,11	8,71
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		27,38	25,03	26,41
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,93	5,81	5,04
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		35,41	34,59	35,24
Vendite di greggi		0,18	0,33	0,27
TOTALE VENDITE		35,59	34,92	35,51

Produzioni e vendite per prodotto	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015
Produzioni:				
Benzina		6,17	6,07	6,36
Gasolio		11,31	10,31	10,66
Jet fuel/Cherosene		1,41	1,45	1,51
Olio combustibile		2,40	2,04	2,46
GPL		0,50	0,49	0,44
Lubrificanti		0,60	0,54	0,54
Cariche petrolchimiche		2,08	1,67	1,86
Altri prodotti		1,46	0,92	0,84
Totale produzioni		25,93	23,49	24,67
Vendite:				
Italia		25,68	24,48	26,53
Benzina		2,21	2,00	1,97
Gasolio		8,42	7,61	7,64
Jet fuel/Cherosene		1,58	1,59	1,60
Olio combustibile		0,24	0,12	0,12
GPL		0,62	0,59	0,58
Lubrificanti		0,09	0,09	0,08
Cariche petrolchimiche		1,24	0,89	1,17
Altri prodotti		11,28	11,59	13,37
Resto d'Europa		9,33	18,76	8,29
Benzina		1,73	1,80	1,51
Gasolio		4,23	4,48	3,98
Jet fuel/Cherosene		0,51	0,55	0,65
Olio combustibile		0,22	0,18	0,17
GPL		0,12	0,14	0,10
Lubrificanti		0,09	0,09	0,09
Altri prodotti		2,43	11,52	1,79
Extra Europa		0,40	2,89	0,42
Benzina		0,00	2,23	0,00
GPL		0,39	0,41	0,41
Lubrificanti		0,01	0,01	0,01
Altri prodotti		0,00	0,24	0,00
Mondo				
Benzina		3,94	6,03	3,48
Gasolio		12,65	12,09	11,62
Jet fuel/Cherosene		2,09	2,14	2,25
Olio combustibile		0,46	0,30	0,29
GPL		1,13	1,14	1,09
Lubrificanti		0,19	0,19	0,18
Cariche petrolchimiche		1,24	0,97	1,17
Altri prodotti		13,71	21,55	15,16
TOTALE VENDITE		35,41	44,41	35,24

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015
Rete		6,64	6,14	5,96
Extrarrete		8,37	7,57	7,84
		15,01	13,71	13,80
Petrolchimica		1,24	0,89	1,17
Altre vendite		9,43	9,89	11,56
Vendite in Italia		25,68	24,49	26,53
Rete Resto d'Europa		3,05	3,07	2,93
Extrarrete Resto d'Europa		4,56	4,60	3,83
Extrarrete mercati extra europei		0,10	0,43	0,43
Rete ed extrarrete estero		7,71	8,10	7,19
Altre vendite		2,02	2,00	1,52
Vendite all'estero		9,73	10,10	8,71
TOTALE VENDITE		35,41	34,59	35,24

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015
Italia		15,01	13,71	13,80
Vendite rete		6,64	6,14	5,96
Benzina		1,96	1,71	1,60
Gasolio		4,33	4,07	3,96
GPL		0,32	0,32	0,36
Altri prodotti		0,03	0,04	0,04
Vendite extrarrete		8,37	7,57	7,84
Gasolio		4,09	3,54	3,69
Oli combustibili		0,24	0,12	0,12
GPL		0,30	0,28	0,22
Benzina		0,25	0,30	0,38
Lubrificanti		0,09	0,09	0,07
Bunker		1,00	0,91	1,07
Jet fuel		1,58	1,59	1,60
Altri prodotti		0,82	0,74	0,69
Estero (rete + extrarrete)		7,71	8,10	7,19
Benzina		1,73	1,80	1,51
Gasolio		4,23	4,48	3,98
Jet fuel		0,51	0,56	0,65
Oli combustibili		0,22	0,18	0,17
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10
GPL		0,51	0,55	0,51
Altri prodotti		0,41	0,43	0,27
TOTALE		22,72	21,81	20,99

Stazioni di servizio		2013	2014	2015
Italia	(numero)	4.762	4.592	4.420
Impianti ordinari		4.636	4.468	4.297
Impianti autostradali		126	124	123
Estero		1.624	1.628	1.426
Germania		460	469	472
Francia		169	160	154
Austria/Svizzera		585	591	604
Europa Orientale		410	408	196
Impianti che commercializzano prodotti Blu		5.021	5.749	4.466
Impianti Multi-Energy		6	6	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.024	1.206	1.176
Vendite non-oil	(€ milioni)	151	151	143

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2013	2014	2015
Italia		1.657	1.534	1.569
Germania		3.279	3.299	3.351
Francia		2.194	2.139	2.244
Austria/Svizzera		1.890	1.891	1.923
Europa Orientale		2.044	1.979	1.802
Erogato medio complessivo		1.828	1.725	1.754

Quote di mercato in Italia	(%)	2013	2014	2015
Rete		27,5	25,6	24,5
Benzina		24,8	22,3	21,1
Gasolio		29,6	27,9	26,5
GPL (per autotrazione)		20,8	20,1	22,2
Lubrificanti		30,4	25,1	24,5
Extrarrete		28,8	26,4	27,5
Gasolio		32,7	27,1	27,1
Oli combustibili		17,5	13,6	11,1
Bunker		39,4	39,1	40,8
Lubrificanti		23,5	23,2	19,4
Quota rete + extrarrete Italia		28,3	26,3	26,2

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2013	2014	2015
Centro Europa				
Austria		11,9	12,1	12,6
Svizzera		7,3	7,3	8,3
Germania		3,2	3,2	3,3
Francia		0,9	0,8	0,8
Europa Orientale				
Ungheria		11,7	11,9	12,1
Repubblica Ceca		9,8	8,9	8,5
Slovacchia		9,7	9,5	9,1
Slovenia		2,3	2,4	2,4

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015
Italia		598	466	349
Estero		74	71	59
		672	537	408
Raffinazione, supply e logistica		497	362	282
Italia		491	357	274
Estero		6	5	8
Marketing		175	175	126
Italia		107	109	75
Estero		68	66	51
		672	537	408

Dati Economico-Finanziari

Conto economico	(€ milioni)	2013	2014	2015
Ricavi della gestione caratteristica		98.547	93.187	67.740
Altri ricavi e proventi		1.117	1.039	1.205
Totale ricavi		99.664	94.226	68.945
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(78.108)	(74.067)	(53.983)
Costo lavoro		(2.657)	(2.572)	(2.778)
Totale costi operativi		(80.765)	(76.639)	(56.761)
Altri proventi (oneri) operativi		(71)	145	(485)
Ammortamenti e svalutazioni		(10.961)	(10.147)	(14.480)
Utile (perdita) operativo		7.867	7.585	(2.781)
Proventi (oneri) finanziari netti		(999)	(1.181)	(1.323)
Proventi netti su partecipazioni		6.083	469	124
Utile (perdita) prima delle imposte		12.951	6.873	(3.980)
Imposte sul reddito		(9.055)	(6.681)	(3.147)
Tax rate (%)		69,9	97,2	..
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.896	192	(7.127)
di competenza:				
- azionisti Eni		3.472	101	(7.680)
- interessenze di terzi		424	91	553
Utile (perdita) netto - discontinued operations		1.063	658	(2.251)
di competenza:				
- azionisti Eni		1.688	1.190	(1.103)
- interessenze di terzi		(625)	(532)	(1.148)
Utile (perdita) netto		4.959	850	(9.378)
di competenza:				
- azionisti Eni		5.160	1.291	(8.783)
- interessenze di terzi		(201)	(441)	(595)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		3.472	101	(7.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		291	890	561
Esclusione special item		(1.264)	1.209	6.421
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		2.499	2.200	(698)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations		1.931	1.507	1.134
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		4.430	3.707	436

Misure di risultato su base standalone	(€ milioni)	2013	2014	2015
Utile (perdita) operativo - continuing operations		7.867	7.585	(2.781)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		503	1.290	814
Esclusione special item		2.910	1.572	5.762
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		11.280	10.447	3.795
Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		1.856	995	309
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone		13.136	11.442	4.104
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		3.472	101	(7.680)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		291	890	561
Esclusione special item		(1.264)	1.209	6.421
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		2.499	2.200	(698)
Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		1.355	1.654	1.032
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone		3.854	3.854	334
Tax rate (%)		63,2	65,3	93,0

Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 Dic. 2013	31 Dic. 2014	31 Dic. 2015
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		63.763	71.962	63.795
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		2.573	1.581	909
Attività immateriali		3.876	3.645	2.433
Partecipazioni		6.180	5.130	3.263
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.339	1.861	2.026
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.255)	(1.971)	(1.276)
		76.476	82.208	71.150
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		7.939	7.555	3.910
Crediti commerciali		21.212	19.709	12.022
Debiti commerciali		(15.584)	(15.015)	(9.345)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(3.062)	(1.865)	(3.133)
Fondi per rischi e oneri		(13.120)	(15.898)	(15.266)
Altre attività (passività) di esercizio		1.274	222	1.804
		(1.341)	(5.292)	(10.008)
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.279)	(1.313)	(1.056)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		2.156	291	10.446
CAPITALE INVESTITO NETTO		76.012	75.894	70.532
Patrimonio netto				
di competenza: - azionisti Eni		58.210	59.754	51.753
- interessenze di terzi		2.839	2.455	1.916
		61.049	62.209	53.669
Indebitamento finanziario netto		14.963	13.685	16.863
COPERTURE		76.012	75.894	70.532

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2013	2014	2015
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.896	192	(7.127)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.917	10.919	15.521
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.877)	(99)	(559)
- dividendi, interessi e imposte		9.203	6.822	3.259
Variazione del capitale di esercizio		121	2.148	4.450
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(9.128)	(6.820)	(4.363)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		9.132	13.162	11.181
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		1.894	1.948	722
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.026	15.110	11.903
Investimenti tecnici - continuing operations		(11.584)	(11.264)	(10.775)
Investimenti tecnici - discontinued operations		(1.216)	(976)	(781)
Investimenti tecnici		(12.800)	(12.240)	(11.556)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(317)	(408)	(228)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		6.360	3.684	2.258
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(243)	435	(1.351)
Free cash flow		4.026	6.581	1.026
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(3.981)	(414)	(300)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.715	(628)	2.126
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.225)	(4.434)	(3.477)
Variazione area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		(40)	78	(789)
FLUSSO DI CASSA NETTO		(2.505)	1.183	(1.414)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		10.818	14.378	12.189

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2013	2014	2015
Free cash flow		4.026	6.581	1.026
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(21)	(19)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(23)		83
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		349	(850)	(810)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.225)	(4.434)	(3.477)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		106	1.278	(3.178)

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		31.264	28.488	21.436
Gas & Power		79.619	73.434	52.096
Refining & Marketing		27.201	24.330	18.458
Corporate e altre attività		1.496	1.429	1.468
Effetto eliminazione utili interni		18	54	
Elisioni di consolidamento		(41.051)	(34.548)	(25.718)
		98.547	93.187	67.740

Ricavi da terzi	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		13.046	11.870	9.321
Gas & Power		61.476	59.183	42.179
Refining & Marketing		23.852	21.921	16.086
Corporate e altre attività		155	159	154
Effetto eliminazione utili interni		18	54	
		98.547	93.187	67.740

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2013	2014	2015
Italia		29.049	26.921	22.366
Resto dell'Unione Europea		28.966	27.112	18.637
Resto dell'Europa		10.849	11.729	6.934
Americhe		5.259	5.658	4.156
Asia		13.886	12.683	8.936
Africa		9.990	8.776	6.470
Altre aree		548	308	241
Totale estero		69.498	66.266	45.374
		98.547	93.187	67.740

Ricavi per area geografica di origine	(€ milioni)	2013	2014	2015
Italia		65.527	63.057	43.851
Resto dell'Unione Europea		12.495	11.210	8.943
Resto dell'Europa		3.194	3.215	2.561
Africa		11.069	10.023	7.629
Americhe		3.783	3.528	2.893
Asia		2.135	1.848	1.631
Altre aree		344	306	232
Totale estero		33.020	30.130	23.889
		98.547	93.187	67.740

Dati Economico-Finanziari

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2013	2014	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		62.226	58.655	37.801
Costi per servizi		12.044	11.443	12.389
Costi per godimento di beni di terzi		2.606	2.635	2.189
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		709	312	634
Altri oneri		904	1.349	1.387
<i>a dedurre:</i>				
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(381)	(327)	(417)
		78.108	74.067	53.983

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2013	2014	2015
Revisione contabile		28.023	27.607	33.752
Servizi di audit		1.574	1.287	1.138
Servizi di consulenza fiscale		21	11	3
		29.618	28.905	34.893

Costo lavoro	(€ milioni)	2013	2014	2015
Salari e stipendi		2.112	2.319	2.391
Oneri sociali		372	367	378
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		62	69	82
Altri costi		335	144	166
<i>a dedurre:</i>				
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(224)	(327)	(239)
		2.657	2.572	2.778

Ammortamenti e svalutazioni	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		7.810	8.473	8.902
Gas & Power		413	335	363
Refining & Marketing		345	282	346
Corporate e altre attività		62	70	71
Effetto eliminazione utili interni		(25)	(26)	(28)
Totale ammortamenti		8.605	9.134	9.654
Exploration & Production		19	690	4.502
Gas & Power		1.685	25	152
Refining & Marketing		633	284	152
Corporate e altre attività		19	14	20
Totale Svalutazioni		2.356	1.013	4.826
		10.961	10.147	14.480

Utile operativo per settore	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		14.868	10.766	(144)
Gas & Power		(2.923)	64	(1.258)
Refining & Marketing		(1.534)	(2.107)	(552)
Corporate e altre attività		(736)	(518)	(497)
Effetto eliminazione utili interni		(1.808)	(620)	(330)
		7.867	7.585	(2.781)

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. 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'accrétion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nel bilancio 2015, le misure di risultato adjusted al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS 5 escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi il contributo di Saipem e Versalis alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento dei predetti settori e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa operativa standalone.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati in ottica standalone e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni delle continuing operations. È indicata anche la riconciliazione del flusso di cassa operativo.

2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - sub base standalone
								Gruppo	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	TOTALE		
(€ milioni)													
Utile (perdita) operativo	14.868	(2.923)	(1.534)	(736)	(98)	(727)	38	8.888	825	(1.846)	(1.021)	7.867	9.713
Esclusione (utile) perdita di magazzino		192	220			213	91	716	(213)		(213)	503	503
Esclusione degli special item:													
oneri ambientali		(1)	93	52		61		205	(61)		(61)	144	144
svalutazioni	19	1.685	633	19		44		2.400	(44)		(44)	2.356	2.356
plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)	(3)	107			(187)	(107)		(107)	(294)	(294)
accantonamenti a fondo rischi	7	292		31		4		334	(4)		(4)	330	330
oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	92	2	23		270	(25)		(25)	245	245
derivati su commodity	(2)	317	1		(1)			315	1	(1)		315	316
differenze e derivati su cambi	(2)	(218)	30			(5)		(195)	5	(9)	(4)	(199)	(190)
altro	(16)	23	3	3	(109)			(96)	109		109	13	13
Special item dell'utile (perdita) operativo	(225)	2.109	842	194	(1)	127		3.046	(126)	(10)	(136)	2.910	2.920
Utile (perdita) operativo adjusted	14.643	(622)	(472)	(542)	(99)	(387)	129	12.650	486	(1.856)	(1.370)	11.280	13.136
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	14	(6)	(567)	(5)	(2)		(830)	7	16	23	(807)	(823)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	367	70	56	291	2			786	(2)		(2)	784	784
Imposte sul reddito ^(b)	(8.796)	299	176	129	(151)	51	(90)	(8.382)	100	(53)	47	(8.335)	(8.282)
Tax rate (%)	59,7		66,5				74,0	63,2
Utile (perdita) netto adjusted	5.950	(239)	(246)	(689)	(253)	(338)	39	4.224	591	(1.893)	(1.302)	2.922	4.815
di competenza:													
- interessenze terzi								(206)			629	423	961
- azionisti Eni								4.430			(1.931)	2.499	3.854
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								5.160			(1.688)	3.472	3.472
Esclusione (utile) perdita di magazzino								438			(147)	291	291
Esclusione special item								(1.168)			(96)	(1.264)	(1.264)
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													1.355
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.430			(1.931)	2.499	3.854

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2014

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - sub base standalone
								Gruppo	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	TOTALE			
Utile (perdita) operativo	10.766	64	(2.107)	(518)	18	(704)	398	7.917	686	(1.018)	(332)	7.585		8.603
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(119)		1.576			170	(167)	1.460	(170)		(170)	1.290		1.290
Esclusione degli special item:														
oneri ambientali			111	41		27		179	(27)		(27)	152		152
svalutazioni	692	25	284	14	420	96		1.531	(516)		(516)	1.015		1.015
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	3	2	45		(28)	(47)		(47)	(75)		(75)
accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		12	25			(10)	(25)		(25)	(35)		(35)
oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	(25)	5			9	(5)		(5)	4		4
derivati su commodity	(28)	(38)	38		9	3		(16)	(12)	12		(16)		(28)
differenze e derivati su cambi	6	205	14			4		229	(4)	11	7	236		225
altro	172	64	25	30		12		303	(12)		(12)	291		291
Special item dell'utile (perdita) operativo	785	223	466	75	461	187		2.197	(648)	23	(625)	1.572		1.549
Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	168	(65)	(443)	479	(347)	231	11.574	(132)	(995)	(1.127)	10.447	995	11.442
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(287)	7	(9)	(564)	(6)	(3)		(862)	9	30	39	(823)		(853)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	323	49	67	(156)	21	(3)		301	(18)		(18)	283		283
Imposte sul reddito ^(b)	(7.164)	(138)	(34)	311	(185)	75	(79)	(7.214)	110	(60)	50	(7.164)		(7.104)
Tax rate (%)	61,8	61,6	..		37,4			65,5				72,3		65,3
Utile (perdita) netto adjusted	4.423	86	(41)	(852)	309	(278)	152	3.799	(31)	(1.025)	(1.056)	2.743	1.025	3.768
di competenza:														
- interessenze terzi								92			451	543	(629)	(86)
- azionisti Eni								3.707			(1.507)	2.200	1.654	3.854
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.291			(1.190)	101		101
Esclusione (utile) perdita di magazzino								1.008			(118)	890		890
Esclusione special item								1.408			(199)	1.209		1.209
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations														1.654
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.707			(1.507)	2.200		3.854

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2015

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - subbase standalone
								Gruppo	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	TOTALE		
Utile (perdita) operativo	(144)	(1.258)	(552)	(497)	(694)	(1.393)	(23)	(4.561)	2.087	(307)	1.780	(2.781)	(2.474)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	555			322	127	1.136	(322)		(322)	814	814
Esclusione degli special item:													
oneri ambientali			116	88		21		225	(21)		(21)	204	204
svalutazioni	4.502	152	152	20	590	1.376		6.792	(1.966)		(1.966)	4.826	4.826
plusvalenze nette su cessione di asset	(414)		(5)	4	1	(3)		(417)	2		2	(415)	(415)
accantonamenti a fondo rischi		226	7	(10)		(12)		211	12		12	223	223
oneri per incentivazione all'esodo	15	6	5	1	12	3		42	(15)		(15)	27	27
derivati su commodity	12	90	72		(6)	(4)		164	10	(10)		164	174
differenze e derivati su cambi	(59)	(9)				5		(63)	(5)	8	3	(60)	(68)
altro	196	535	37	25		(7)		786	7		7	793	793
Special item dell'utile (perdita) operativo	4.252	1.000	384	128	597	1.379		7.740	(1.976)	(2)	(1.978)	5.762	5.764
Utile (perdita) operativo adjusted	4.108	(126)	387	(369)	(97)	308	104	4.315	(211)	(309)	(520)	3.795	4.104
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(286)	11	(12)	(686)	(5)	10		(968)	(5)	18	13	(955)	(973)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	253	(2)	72	285	17	(3)		622	(14)		(14)	608	608
Imposte sul reddito ^(b)	(3.323)	(51)	(165)	107	(212)	(85)	(47)	(3.776)	297	(62)	235	(3.541)	(3.479)
Tax rate (%)	81,5	..	36,9		95,1				..	93,0
Utile (perdita) netto adjusted	752	(168)	282	(663)	(297)	230	57	193	67	(353)	(286)	(93)	260
di competenza:													
- interessenze terzi								(243)			848	605	(74) ^(*)
- azionisti Eni								436			(1.134)	(698)	334
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.783)			1.103	(7.680)	(7.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								782			(221)	561	561
Esclusione special item								8.437			(2.016)	6.421	6.421
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													1.032
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								436			(1.134)	(698)	334

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

(*) Non esprime interessenze di terzi, ma il ripristino di effetti fiscali già elisi.

	(€ milioni)	2013	2014	2015
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.026	15.110	11.903
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		1.894	1.948	722
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		9.132	13.162	11.181
Ripristino elisioni intercompany vs discontinued operations		1.686	1.225	1.008
FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		10.818	14.387	12.189

Dettaglio degli special item	(€ milioni)	2013	2014	2015
Special item dell'utile (perdita) operativo:		3.046	2.197	7.740
- oneri ambientali		205	179	225
- svalutazioni		2.400	1.531	6.792
- plusvalenze nette su cessione di asset		(187)	(28)	(417)
- accantonamenti a fondo rischi		334	(10)	211
- oneri per incentivazione all'esodo		270	9	42
- derivati su commodity		315	(16)	164
- differenze e derivati su cambi		(195)	229	(63)
- altro		(96)	303	786
Oneri (proventi) finanziari		179	203	282
di cui:				
<i>Riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo</i>		195	(229)	63
Oneri (proventi) su partecipazioni		(5.299)	(189)	471
di cui:				
plusvalenza da cessione		(3.599)	(159)	(33)
svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(1.682)	(38)	489
Imposte sul reddito		901	(270)	297
di cui:				
svalutazione imposte anticipate imprese italiane		954	976	851
altri proventi netti di imposta			(824)	
adeguamento fiscalità differite su PSA		490	69	
svalutazione imposte differite upstream				860
fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		(543)	(491)	(1.414)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(1.173)	1.941	8.790
di competenza:				
- interessenze di terzi		(5)	533	353
- azionisti Eni		(1.168)	1.408	8.437
di cui:				
Totale special item discontinued operation		96	199	2.016
svalutazioni per allineamento al FV				1.969
derivato sulla cessione del 12,503% di Saipem SpA				49
altri special item netti		96	199	(2)

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		14.643	11.551	4.108
Gas & Power		(622)	168	(126)
Refining & Marketing		(472)	(65)	387
Corporate e altre attività		(542)	(443)	(369)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento		(1.727)	(764)	(205)
		11.280	10.447	3.795

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		5.950	4.423	752
Gas & Power		(239)	86	(168)
Refining & Marketing		(246)	(41)	282
Corporate e altre attività		(689)	(852)	(663)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento		(1.854)	(873)	(296)
		2.922	2.743	(93)
di cui:				
Utile (perdita) netto adjusted di terzi azionisti		423	543	605
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		2.499	2.200	(698)

Dati Economico-Finanziari

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2013	2014	2015
Differenze attive (passive) nette di cambio		24	(408)	(351)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(865)	(812)	(1.009)
Proventi su titoli strumentali all'attività operativa		8	9	9
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(240)	(292)	(291)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati		(92)	165	160
<i>a dedurre:</i>				
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		166	157	159
		(999)	(1.181)	(1.323)
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		57	110	105

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2013	2014	2015
Rivalutazioni di partecipazioni		294	188	146
Svalutazioni di partecipazioni		(84)	(79)	(591)
Plusvalenze da cessioni		3.598	160	164
Dividendi		400	384	402
Utilizzi (accantonamento) al fondo copertura perdite		10	(5)	(7)
Altri proventi (oneri) netti		1.865	(179)	10
		6.083	469	124

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2013	2014	2015
Immobilizzazioni materiali lorde				
Exploration & Production		107.329	129.331	147.553
Gas & Power		5.763	5.985	6.169
Refining & Marketing		17.383	17.355	17.629
Chimica		5.898	6.070	
Ingegneria & Costruzioni		12.774	13.657	
Corporate e altre attività		2.111	2.201	1.854
Effetto eliminazione utili interni		(490)	(572)	(656)
		150.768	174.027	172.549
Immobilizzazioni materiali nette				
Exploration & Production		48.134	56.654	57.608
Gas & Power		1.969	1.985	1.882
Refining & Marketing		4.575	4.460	4.341
Chimica		1.105	1.193	
Ingegneria & Costruzioni		7.928	7.616	
Corporate e altre attività		394	452	418
Effetto eliminazione utili interni		(342)	(398)	(454)
		63.763	71.962	63.795

Investimenti	(€ milioni)	2013	2014	2015
Exploration & Production		10.475	10.524	10.234
Gas & Power		229	172	154
Refining & Marketing		672	537	408
Corporate e altre attività		211	113	64
Effetto eliminazione utili interni		(3)	(82)	(85)
Investimenti tecnici - continuing operations		11.584	11.264	10.775
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.216	976	781
Investimenti tecnici		12.800	12.240	11.556
Investimenti in partecipazioni		317	408	228
Investimenti		13.117	12.648	11.784

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2013	2014	2015
Italia		1.763	1.544	1.152
Resto dell'Unione Europea		875	530	423
Resto dell'Europa		1.419	1.375	1.124
Africa		4.528	4.832	5.103
America		1.248	1.070	699
Asia		1.612	1.787	2.242
Altre aree		139	126	32
Totale estero		9.821	9.720	9.623
Investimenti tecnici - continuing operations		11.584	11.264	10.775
Italia		281	241	196
Resto dell'Unione Europea		214	323	306
Resto dell'Europa		134	32	49
Africa		28	32	11
America		258	126	53
Asia		187	187	140
Altre aree		114	35	26
Totale estero		935	735	585
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.216	976	781
Investimenti tecnici		12.800	12.240	11.556

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
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
2015					
Breve termine	8.383	(5.200)	(5.028)	(685)	(2.530)
Lungo termine	19.393				19.393
	27.776	(5.200)	(5.028)	(685)	16.863

Personale

Personale a fine periodo ^(*)	(numero)	2013	2014	2015
Exploration & Production	Italia	4.133	4.534	4.572
	Esteri	8.219	8.243	8.249
		12.352	12.777	12.821
Gas & Power	Italia	2.310	2.067	2.023
	Esteri	2.652	2.494	2.461
		4.962	4.561	4.484
Refining & Marketing	Italia	5.777	4.810	4.475
	Esteri	2.315	1.631	1.377
		8.092	6.441	5.852
Corporate e altre attività	Italia	5.407	5.320	5.650
	Esteri	157	304	246
		5.564	5.624	5.896
Totale occupazione a fine periodo	Italia	17.627	16.731	16.720
	Esteri	13.343	12.672	12.333
		30.970	29.403	29.053
di cui dirigenti		970	958	947

(*) Il numero dei dipendenti a fine periodo differisce da quello riportato nelle tavole delle performance 2015 alle pagine 14-16 in quanto queste ultime non considerano le società 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 2015 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 54 \$/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 2015 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2015 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2015³.

Nel triennio 2013-2015 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2015 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Kashagan (Kazakhstan) e Cafc-Mle (Algeria).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 51%, il 50% e il 52% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015. 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%, lo 0,6% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015; (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 2013, 2014 e 2015.

(1) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott e dal 2015 la società Gaffney, Cline & Associates.

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2015".

(3) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Riserve certe di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)									
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									
Revisioni di precedenti stime			1	(5)		4			
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	408	343	1.022	701	566	93	171	123	3.427
consolidate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
joint venture e collegate			19			3	18		40
Non sviluppate	91	214	780	529	469	177	795	53	3.108
consolidate	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
joint venture e collegate				75		4	708		787

Riserve certe di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)									
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
di cui: sviluppate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
non sviluppate	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
di cui: sviluppate			19			3	18		40
non sviluppate				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	401	335	919	725	589	115	214	135	3.433
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 idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)									
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772
di cui: sviluppate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366
non sviluppate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	23	19	168	169	164	163	76	(1)	781
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte	1		24	14		21	6		66
Produzione	(62)	(68)	(240)	(124)	(35)	(47)	(44)	(9)	(629)
Cessioni				(16)			(1)		(17)
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.694	1.282	1.198	422	269	150	5.975
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			16	81		5	728		830
di cui: sviluppate			15	23		3	26		67
non sviluppate			1	58		2	702		763
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				6		1	91		98
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)			(2)	(9)		(13)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			14	87		4	810		915
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.708	1.369	1.198	426	1.079	150	6.890
Sviluppate	362	404	1.024	786	689	161	482	115	4.023
consolidate	362	404	1.010	764	689	159	217	115	3.720
joint venture e collegate			14	22		2	265		303
Non sviluppate	103	91	684	583	509	265	597	35	2.867
consolidate	103	91	684	518	509	263	52	35	2.255
joint venture e collegate				65		2	545		612

Riserve certe di petrolio

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)									
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	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
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				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 2013			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

Riserve certe di petrolio

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)									
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	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
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				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	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

Riserve certe di petrolio

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)									
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
di cui: sviluppate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
non sviluppate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	10	5	139	143	94	159	64	(2)	612
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte			2	14			6		22
Produzione	(25)	(31)	(98)	(93)	(20)	(28)	(28)	(2)	(325)
Cessioni				(16)					(16)
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	787	771	262	189	9	3.372
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
di cui: sviluppate			13	7			26		46
non sviluppate			1	10		1	91		103
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			45		44
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(1)	(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			13	16			158		187
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	834	803	771	262	347	9	3.559
Sviluppate	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
Non sviluppate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
consolidate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)									
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
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				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	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
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	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)									
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
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	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
di cui: sviluppate			418			382	151		951
non sviluppate			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

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)									
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
di cui: sviluppate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
non sviluppate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	1.948	2.101	4.606	4.144	10.893	663	1.941	128	26.424
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	123		3.503			3.218			6.844
Produzione	(5.650)	(5.703)	(22.097)	(4.840)	(2.257)	(2.995)	(2.659)	(1.156)	(47.357)
Cessioni				(99)			(109)		(208)
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
di cui: sviluppate			415	2.540		273	145		3.373
non sviluppate			4	7.417		237	94.798		102.456
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(3)	1.019		98	7.168		8.282
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(53)	(9)		(249)	(712)		(1.023)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			363	10.967		359	101.399		113.088
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	136.244	87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
Sviluppate	29.757	26.034	73.031	41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
consolidate	29.757	26.034	72.668	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
joint venture e collegate			363	2.376		260	36.691		39.690
Non sviluppate	7.148	3.560	63.213	46.080	14.817	19.738	66.578	5.231	226.365
consolidate	7.148	3.560	63.213	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
joint venture e collegate				8.591		99	64.708		73.398

Risultato delle attività di ricerca e produzione di 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)	(1.736)
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 del Eni in merito al "Successful 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.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

	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 decremento del risultato delle società consolidate di €15 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate
[€ milioni]									
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(28)	(214)	(295)	(226)		(81)	(86)	(25)	(955)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(734)	(1.825)	(2.878)	(3.384)	(111)	(1.453)	(1.702)	(110)	(12.197)
Altri (oneri) proventi	(215)	(138)	(565)	(233)	(155)	(277)	(9)	(24)	(1.616)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	560	(490)	2.158	(919)	385	(594)	(1.001)	(21)	78
Imposte sul risultato	(190)	413	(2.165)	7	(155)	60	406	(26)	(1.650)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(b)	370	(77)	(7)	(912)	230	(534)	(595)	(47)	(1.572)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			68	248		335
Costi operativi			(9)			(13)	(49)		(71)
Imposte sulla produzione			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca		(1)				(30)	(1)		(32)
Ammortamenti e svalutazioni		(2)	(2)	(432)		(78)	(76)		(590)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(6)	4	(467)		(59)	(8)		(536)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(b)		(6)	1	(467)		(51)	(37)		(560)

(a) Include svalutazioni di attività per €4.341 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un decremento del risultato delle società consolidate di €378 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €15 milioni.

Costi capitalizzati

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate
(€ milioni)									
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^{(a)(b)}	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^{(a)(b)}		6	20	1.265		102	1.099		2.492
2015									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.945	14.921	25.329	34.294	3.352	10.179	14.927	1.962	119.909
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	402	497	3.502	48	1.712	1.657	237	8.086
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	355	42	1.758	1.318	112	34	74	15	3.708
Immobilizzazioni in corso	954	3.189	1.858	2.911	8.708	1.375	670	92	19.757
Costi capitalizzati lordi	16.285	18.554	29.442	42.025	12.220	13.300	17.328	2.306	151.460
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.887)	(11.402)	(18.934)	(25.747)	(1.504)	(9.985)	(12.932)	(1.223)	(93.614)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	4.398	7.152	10.508	16.278	10.716	3.315	4.396	1.083	57.846
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		3	79	23		635	1.930		2.670
Attività relative a riserve probabili e possibili		23				93			116
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8				6		14
Immobilizzazioni in corso		9	5	1.503		1	112		1.630
Costi capitalizzati lordi		35	92	1.526		729	2.048		4.430
Fondi ammortamento e svalutazione		(31)	(72)	(441)		(676)	(336)		(1.556)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		4	20	1.085		53	1.712		2.874

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €868 milioni nel 2014 e per €1.029 milioni nel 2015 per le società consolidate e per €46 milioni nel 2014 e €92 milioni nel 2015 per le società in joint venture e collegate.

(b) 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, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.804 milioni nel 2014 e €4.434 milioni nel 2015 e per le società in joint venture e collegate pari a €123 milioni nel 2014 e €150 milioni nel 2015.

Costi sostenuti

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate
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 ^(a)	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 ^(b)		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 ^(a)	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 ^(b)			1	22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	22		71	376		472
2015									
Società consolidate									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	28	176	289	196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574	2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863	3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		1				14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1	112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	112		49	555		719

(a) Gli importi indicati comprendono i decrementi relativi all'abbandono delle attività per €191 milioni nel 2013, costi per €2.062 milioni nel 2014 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €10 milioni nel 2013, decrementi per €47 milioni nel 2014 e costi per €54 milioni nel 2015.

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 2013, 2014 e 2015. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

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

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

nere 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 di cassa netti 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 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 su 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 su 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 di cassa netti 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 su 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 su 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

Valore standard dei flussi di cassa netti 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 2015									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.760	18.692	58.390	44.114	34.589	13.027	8.101	3.519	197.192
Costi futuri di produzione	(4.995)	(5.554)	(13.481)	(14.645)	(8.846)	(4.585)	(3.091)	(804)	(56.001)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.299)	(4.379)	(9.457)	(9.359)	(4.108)	(4.964)	(1.644)	(218)	(38.428)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.466	8.759	35.452	20.110	21.635	3.478	3.366	2.497	102.763
Imposte su reddito future	(1.657)	(4.349)	(17.195)	(8.222)	(4.682)	(1.230)	(933)	(604)	(38.872)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.809	4.410	18.257	11.888	16.953	2.248	2.433	1.893	63.891
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.077)	(817)	(7.844)	(4.976)	(10.561)	(1.276)	(970)	(901)	(29.422)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.732	3.593	10.413	6.912	6.392	972	1.463	992	34.469
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			313	3.047		85	18.519		21.964
Costi futuri di produzione			(177)	(1.021)		(32)	(5.370)		(6.600)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(5)	(95)		(22)	(2.118)		(2.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			131	1.931		31	11.031		13.124
Imposte su reddito future			(8)	(251)		(10)	(4.088)		(4.357)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			123	1.680		21	6.943		8.767
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(70)	(1.016)		(2)	(4.358)		(5.446)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	664		19	2.585		3.321
Totale	3.732	3.593	10.466	7.576	6.392	991	4.048	992	37.790

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
(€ milioni)			
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
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.846)	(179)	(15.025)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(70.909)	(2.858)	(73.767)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	524		524
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.711)	(241)	(1.952)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.960	604	9.564
- revisioni delle quantità stimate	12.322	915	13.237
- effetto dell'attualizzazione	11.288	629	11.917
- variazione netta delle imposte sul reddito	29.530	530	30.060
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(114)		(114)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.390	363	3.753
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.566)	(237)	(21.803)
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790

Dati infrannuali

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

(€ milioni)	2014					2015				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi	25.188	23.182	22.217	22.600	93.187	19.988	19.046	14.817	13.889	67.740
Utile (perdita) operativo	3.263	1.958	2.270	94	7.585	1.484	1.164	(421)	(5.008)	(2.781)
Utile (perdita) operativo adjusted:	3.070	2.364	2.709	2.304	10.447	1.293	1.307	215	980	3.795
<i>Exploration & Production</i>	3.450	2.981	3.088	2.032	11.551	955	1.533	757	863	4.108
<i>Gas & Power</i>	242	14	(180)	92	168	294	31	(469)	18	(126)
<i>Refining & Marketing</i>	(223)	(164)	111	211	(65)	92	39	163	93	387
<i>Corporate e altre attività</i>	(126)	(101)	(107)	(109)	(443)	(89)	(123)	(56)	(101)	(369)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>	(273)	(366)	(203)	78	(764)	41	(173)	(180)	107	(205)
Utile (perdita) netto ^(b)	1.303	658	1.714	(2.384)	1.291	704	(113)	(952)	(8.422)	(8.783)
- continuing operations	851	276	1.268	(2.294)	101	489	34	(1.425)	(6.778)	(7.680)
- discontinued operations	452	382	446	(90)	1.190	215	(147)	473	(1.644)	(1.103)
Investimenti tecnici	2.283	2.787	2.863	3.331	11.264	2.719	3.150	2.225	2.681	10.775
Investimenti in partecipazioni	60	133	91	124	408	61	47	63	57	228
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	13.799	14.601	15.837	13.685	13.685	15.140	16.477	18.414	16.863	16.863

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	2014					2015				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,20	109,63	101,85	76,27	98,99	53,97	61,92	50,26	43,69	52,46
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,370	1,371	1,325	1,249	1,329	1,126	1,105	1,112	1,095	1,110
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	78,98	79,96	76,87	61,06	74,48	47,93	56,04	45,20	39,90	47,26
Standard Eni Refining Margin ^(c)	1,17	2,29	4,39	4,97	3,21	7,57	9,13	10,04	6,56	8,32
Prezzo gas NBP ^(d)	9,95	7,55	7,03	8,37	8,22	7,27	6,84	6,42	5,56	6,52
Euribor - euro a tre mesi (%)	0,30	0,30	0,20	0,08	0,21	0,05	(0,01)	0,00	(0,09)	(0,02)
Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,24	0,20	0,20	0,24	0,23	0,26	0,28	0,31	0,41	0,32

(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

		2014				2015				
		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Produzione giornaliera di petrolio	(mgl barili)	822	813	812	868	828	860	903	868	998
Produzione giornaliera di gas naturale	(mln mc)	118	120	119	121	120	130	132	130	138
Produzione giornaliera di idrocarburi	(mgl boe)	1.583	1.584	1.576	1.648	1.598	1.697	1.754	1.703	1.884
<i>Italia</i>		<i>182</i>	<i>179</i>	<i>174</i>	<i>182</i>	<i>179</i>	<i>165</i>	<i>173</i>	<i>168</i>	<i>169</i>
<i>Resto d'Europa</i>		<i>192</i>	<i>195</i>	<i>179</i>	<i>196</i>	<i>190</i>	<i>186</i>	<i>181</i>	<i>182</i>	<i>192</i>
<i>Africa Settentrionale</i>		<i>542</i>	<i>549</i>	<i>584</i>	<i>590</i>	<i>567</i>	<i>638</i>	<i>681</i>	<i>647</i>	<i>684</i>
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		<i>324</i>	<i>321</i>	<i>317</i>	<i>339</i>	<i>325</i>	<i>342</i>	<i>343</i>	<i>336</i>	<i>343</i>
<i>Kazakhstan</i>		<i>102</i>	<i>90</i>	<i>76</i>	<i>85</i>	<i>88</i>	<i>100</i>	<i>98</i>	<i>82</i>	<i>100</i>
<i>Resto dell'Asia</i>		<i>96</i>	<i>104</i>	<i>93</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>109</i>	<i>113</i>	<i>117</i>	<i>201</i>
<i>America</i>		<i>117</i>	<i>120</i>	<i>131</i>	<i>131</i>	<i>125</i>	<i>128</i>	<i>140</i>	<i>148</i>	<i>170</i>
<i>Australia e Oceania</i>		<i>28</i>	<i>26</i>	<i>22</i>	<i>28</i>	<i>26</i>	<i>29</i>	<i>25</i>	<i>23</i>	<i>25</i>
Produzione venduta	(mln boe)	134,7	133,0	138,5	143,3	549,5	144,5	153,6	149,8	166,2
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	23,56	16,64	17,50	21,47	79,17	23,47	20,38	18,30	20,07
Autoconsumo di gas naturale		1,48	1,27	1,44	1,43	5,62	1,54	1,28	1,51	1,55
Vendite a terzi e autoconsumo		25,04	17,91	18,94	22,90	84,79	25,01	21,66	19,81	21,62
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		1,72	1,18	0,68	0,80	4,38	0,61	0,73	0,68	0,76
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale		26,76	19,09	19,62	23,70	89,17	25,62	22,39	20,49	22,38
Vendite di energia elettrica	(TWh)	8,25	7,75	8,26	9,32	33,58	8,47	8,35	9,00	9,06
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	8,06	8,35	9,23	8,95	34,59	8,36	9,43	8,85	8,60
<i>Rete Italia</i>		<i>1,45</i>	<i>1,60</i>	<i>1,58</i>	<i>1,51</i>	<i>6,14</i>	<i>1,36</i>	<i>1,51</i>	<i>1,58</i>	<i>1,51</i>
<i>Extrarete Italia</i>		<i>1,68</i>	<i>1,79</i>	<i>2,12</i>	<i>1,98</i>	<i>7,57</i>	<i>1,69</i>	<i>1,99</i>	<i>2,17</i>	<i>1,99</i>
<i>Rete resto d'Europa</i>		<i>0,71</i>	<i>0,78</i>	<i>0,83</i>	<i>0,75</i>	<i>3,07</i>	<i>0,69</i>	<i>0,79</i>	<i>0,77</i>	<i>0,68</i>
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		<i>1,01</i>	<i>1,17</i>	<i>1,23</i>	<i>1,19</i>	<i>4,60</i>	<i>1,08</i>	<i>0,98</i>	<i>0,90</i>	<i>0,87</i>
<i>Extrarete altro estero</i>		<i>0,10</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0,43</i>	<i>0,10</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>	<i>0,11</i>
<i>Altre vendite</i>		<i>3,11</i>	<i>2,90</i>	<i>3,36</i>	<i>3,41</i>	<i>12,78</i>	<i>3,44</i>	<i>4,05</i>	<i>3,33</i>	<i>3,43</i>

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 m³ petrolio	162,602	m³ gas	5.492	ft³ gas
					5.800.000	btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50	t/anno					
1 metro cubo	(m³)	1.000	l petrolio	6,43 bbl	1.033	m³ gas	36.481	ft³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49	l petrolio	7,299 bbl	1,161	m³ petrolio	1.187 m³ gas	41.911 ft³ gas

Gas

1 metro cubo	(m³)	0,976	l petrolio	0,00643 bbl	35.314,67	btu		35.315	ft³ gas
1.000 piedi cubi	(ft³)	27,637	l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000	btu	27,317 m³ gas	0,02386	tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4	l petrolio	0,17 bbl	0,027	m³ petrolio	28,3 m³ gas	1.000	ft³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2	tep	8,9 bbl	52.000.000	btu		52.000	ft³ gas

Energia elettrica

1 megawattora=1.000 kWh	(MWh)	93,532	l petrolio	0,5883 bbl	0,0955	m³ petrolio	94,488 m³ gas	3.412,14	ft³ gas
1 terajoule	(Tj)	25.981,45	l petrolio	163,42 bbl	25,9814	m³ petrolio	26.939,46 m³ gas	947.826,7	ft³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8	l petrolio	0,68 bbl	0,109	m³ petrolio	112,4 m³ gas	3.968,3	ft³ 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 (ft³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m³)
ft³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,492	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0063	1	0,001
m³	35,31485	6,2898	10³	1

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com

**Eni SpA**

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2015:
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 2015 (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

Copertina: Korus - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

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

